UNIVERSIDADE VEIGA DE ALMEIDA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

APLICAÇÃO DA TERMOGRAFIA NA GESTÃO DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

FRANCISCO ARAÚJO COSTA

RIO DE JANEIRO
JUNHO / 2019

UNIVERSIDADE VEIGA DE ALMEIDA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

APLICAÇÃO DA TERMOGRAFIA NA GESTÃO DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

FRANCISCO ARAÚJO COSTA

Monografia apresentada: Aplicação da Termografia na Gestão da Operação e Manutenção do Sistema Elétrico

Como requisito para aprovação na disciplina.

Orientador:Vinicius Maciel Pinto, M. Sc. Engenharia Elétrica

RIO DE JANEIRO
JUNHO / 2019

UNIVERSIDADE VEIGA DE ALMEIDA
SISTEMA DE BIBLIOTECAS
Rua Ibituruna, 108 – Maracanã
20271-020 – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (21) 2574-8899 / 2574-8892

FICHA CATALOGRÁFICA

C837 Costa, Francisco Araújo.
Aplicação da termografia na gestão da operação e manutenção do sistema elétrico / por Francisco Araújo Costa. - 2019.
106 f.: il. color.; 30 cm.

Orientação: Prof. M. Sc. Vinicius Maciel Pinto.
Monografia – Universidade Veiga de Almeida, Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, 2019.

1. Engenharia elétrica. 2. Termografia. 3. Subestação. 4. Equipamentos. I. Pinto, Vinicius Maciel (Orientador). II. Universidade Veiga de Almeida. Curso de Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD 621.3
BN

Elaborada por Flávia Fidelis Calmon – CRB-7/5309

UNIVERSIDADE VEIGA DE ALMEIDA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

APLICAÇÃO DA TERMOGRAFIA NA GESTÃO DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO.

APROVADA EM: 19/06/2019

GRAU CONFERIDO AO ALUNO: 9,5

FRANCISCO ARAÚJO COSTA

Trabalho de conclusão de curso defendido e aprovado para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, pela banca examinadora constituída por:

Presidente: Prof. Vinicius Maciel Pinto, M. Sc. Engenharia Elétrica.
Universidade Veiga de Almeida

Membro: Prof. Edísio Alves de Aguiar Júnior, D. Sc. Engenharia Elétrica
Universidade Veiga de Almeida

Membro: Fahuty Ribeiro Silva Santos. Bel. Engenharia Elétrica.
Universidade Veiga de Almeida

Aluno: Francisco Araújo Costa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho às mulheres importantes da minha vida: companheira Juliana de Paula Souza, filha Laura Liz de Souza Costa e querida mãe Vilma Lúcia Araújo Costa, que se empenhou muito para me tornar quem sou hoje. Ao meu brilhante pai português Manuel Costa com quem aprendi o valor do trabalho e da responsabilidade na vida. Aos meus irmãos: Viviane Araújo Costa, Joaquim Costa e seus familiares. Ao tio Jorge Mauro e família. À madrinha de batismo Maria, padrinho Cid e seus familiares. Todos vocês mencionados me ajudaram muito nesta caminhada com gestos e atitudes, muitas vezes sem saber.

"EDUCAÇÃO NÃO TRANSFORMA O MUNDO.
EDUCAÇÃO MUDA AS PESSOAS.
PESSOAS TRANSFORMAM O MUNDO".
PAULO FREIRE

AGRADECIMENTOS

Agradeço

A Deus por tudo que tem me feito e aos amigos e familiares por entenderem o período de distanciamento para me dedicar ao curso de Engenharia.

Ao professor de Cálculo Ricardo Freitas pelas aulas particulares atenciosamente prestadas.

Aos colegas e amigos de turno com quem trabalho ou trabalhei (Edson, Enéas, Ramsés, Jaime, Ângelo, Luiz Cláudio, Luis Eduardo, Luiz Antônio, Alexandre, Carlos, Francis, Wellington, Allan, Leonardo e David) da Subestação de São José – Furnas/RJ pelas trocas para aulas e atividades universitárias. Aos meus supervisores (Marcelo Moreira e Marcelo Barcellos), administrativo Cláudio e o gerente de divisão Arízio Sampaio pelo apoio e solidariedade muitas vezes prestados.

A Lydia Schafer pela oportunidade de estágio aberta por esse canal de ajuda, que me manteve até hoje na empresa na qual trabalho e tanto admiro. Agradeço ao José Renato (antigo supervisor) pela atenção e apoio prestados.

Ao gerente de departamento Marco Antônio dos Santos Lima pelo primeiro material fornecido.

Ao excelente profissional Laerte dos Santos (Doutor em Engenharia Elétrica – ênfase: Termografia em Sistema de Potência) por consultar sua biografia, que foi referência base para a elaboração deste trabalho.

Ao Davi Bruno Kalile pela ideia inicial de falar sobre esse tema, A Cristiano Dias de Oliveira e Marcelo Portelo, pela ajuda na elaboração deste trabalho. Em especial aos colaboradores da Subestação de Adrianópolis Flavio Barros, William França e Eduardo Alves, pela ajuda na elaboração deste trabalho, no estudo de caso.

A Vanessa Alves e Roberta Carvalho (CTOS.O - Furnas). A Carlos Eduardo (CTRR. O – Furnas) pela ajuda na elaboração deste trabalho.

Ao editor de fotos do equipamento Termovisor, Ricardo Sadock.

A todos estimados professores, professoras, amigos e amigas que fiz ao longo desses anos e que me ajudaram a me tornar o que sou hoje.

Ao profissional chamado Professor, sem o qual não seria possível o desenvolvimento e aperfeiçoamento de nossa sociedade moderna. Por isso a vocês minha eterna gratidão.

RESUMO

Termografia é uma técnica de detecção de radiação infravermelha utilizada atualmente em larga escala em plantas industriais e Subestação de Alta Tensão para manutenção e prevenção de falhas em equipamentos. É uma técnica que teve seu amplo desenvolvimento no meio militar, sendo hoje disseminada em diversas áreas. Este trabalho destaca os benefícios de uma boa inspeção com equipamento de termovisão, com a missão de minimizar as falhas e indisponibilidades dos equipamentos de uma subestação de energia elétrica.

No sistema elétrico de potência é primordial o uso desta técnica, uma vez que não pode haver contato físico com o meio potencial dos equipamentos energizados, sendo possível chegar a um bom resultado com uma distância segura do equipamento a ser inspecionado pela detecção da radiação infravermelha.

O trabalho apresenta ainda os principais equipamentos de uma subestação e suas implicações de receita reduzida, em razão da não prestação adequada do serviço público de transmissão (parcela variável) de suas indisponibilidades por falhas que poderiam ser controladas.

Utilizando como exemplo prático um estudo de caso, o trabalho mostra o uso de conceitos e técnicas de Termografia como uma das ferramentas para a otimização de disponibilidades de equipamentos do SEP (Sistema Elétrico de Potência).

Palavras chaves: Termografia, subestação e equipamentos.

ABSTRACT

Thermography is a technique for detecting infrared radiation currently used in large scale in industrial plants for maintenance and prevention of equipment failure. It is a technique that has had extensive development in the military. This work will show the benefits of a good inspection with thermovision equipment, with the mission of minimizing the failures and unavailability of the equipment of an electric power substation.

In the electrical power system, it is essential to use this technique since physical contact with the potential medium of the energized equipment can not be achieved, and it is possible to reach a good result with a safe distance from the equipment to be inspected, by detecting the infrared radiation.

It will be mentioned the main equipment of a substation and its implications of reduced revenue, due to the failure to adequately provide the public transmission service (variable portion) of its unavailability through these failures that could be controlled.

With this, it will be shown the use of Thermography concepts and techniques as one of the tools to optimize the availability of equipment EPS (Electric Power System), using as a practical example a case study.

Key words: Thermography, substation and equipment.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:Sistema de Geração,Transmissão e Distribuição do Sistema Elétrico 23
Figura 2: Barra Simples 27
Figura 3: Barra Simples Seccionada 27
Figura 4: Barra Dupla com Disjuntor Simples 28
Figura 5: Barra Dupla com Disjuntor e Meio 29
Figura 6: Barra Dupla com Disjuntor Duplo 29
Figura 7: Barra Dupla de Transferência 30
Figura 8: Barramento Anel Simples 31
Figura 9: Sistema Típico de Transformação do Sistema Elétrico 32
Figura 10: Transformador de Potência Alta Tensão 33
Figura 11: Transformador de Corrente Alta Tensão 34
Figura 12: Transformador de Potencial Alta Tensão 35
Figura 13: Para - Raios Alta Tensão 36
Figura 14: Seccionadora Alta Tensão 37
Figura 15: Disjuntor Alta Tensão 38
Figura 16: Barramento Alta Tensão 39
Figura 17: Pátio de uma Subestação Tipo AIS 40
Figura 18: Subestação Blindada do Tipo GIS 41
Figura 19: FT Controle de Reativo 47
Figura 20: Rede Básica 48
Figura 21: Espectro Eletromagnético 50
Figura 22: Comparação entre as Três Escalas de Temperatura 53
Figura 23: Modos de transferência de calor 54
Figura 24: Corpo Negro 55
Figura 25: Corpo Real 56
Figura 26: Influência da Variação de Carga em uma Inspeção 59
Figura 27: Influência do Vento em uma Inspeção 60
Figura 28: Efeito da Chuva na Temperatura de Conexão 61
Figura 29: Influência da Radiação Solar em uma Inspeção 62
Figura 30: Influência do Reflexo Solar 62
Figura 31: Ângulo de Incidência Durante a Inspeção 64
Figura 32: PTA Visível a Olho Nu 67

Figura 33: Termovisor Vista Lateral 1 69
Figura 34: Termovisor Vista Lateral 2 70
Figura 35: Termovisor Vista Lateral 3 71
Figura 36: Telas Termovisor Menu 72
Figura 37: Tela Termovisor Ajuste de Função 73
Figura 38: Caso A, Termograma 81
Figura 39: Caso A, PTA Imagem Visível 81
Figura 40: Caso B, Termograma 82
Figura 41: Caso B, PTA Imagem Visível 82
Figura 42: Caso C, Termograma 83
Figura 43: Caso C, PTA Imagem Visível 83
Figura 44: Caso D, Termograma 84
Figura 45: Caso D, PTA Imagem Visível 84
Figura 46: Caso E, Termograma. 85
Figura 47: Caso E, PTA Imagem Visível 85
Figura 48: Banco Trifásico de Reatores RT05 500kV (fase A) 88
Figura 49: Anel Simplificado 500kV/RT05 90
Figura 50: Banco Trifásico de Reatores RT05 500kV 91
Figura 51: Bucha de Fechamento de Neutro – Fase B/RT05 91
Figura 52: Bucha de Fechamento de Neutro - Fase B/RT05 92
Figura 53: Bucha de Fechamento de Neutro - Fase A/RT05 92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Calor Específico de Substâncias a Pressão Constante de 1 atm 51
Tabela 2: Modelo de Relatório de Inspeção Termográfica 68
Tabela 3: Propriedades Físicas (Alumínio , Aço e Cobre) 86
Tabela 4: Cálculo de PVI 95
Tabela 5: Padrão de Duração de Desligamentos, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores Ko e Kp 96
Tabela 6: Cálculo da Perda de Receita (Parcela Variável) 97
Tabela 7: Cálculo dos Custos de Manutenção 97

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Distribuição dos Serviços de Manutenção 45
Gráfico 2: Composição de Gastos na Área de Manutenção 45
Gráfico 3: Curvas de Radiação Emitidas por um Corpo Negro a Diferentes Temperaturas 55
Gráfico 4: Variação da Condutividade Térmica x Temperatura 57
Gráfico 5: Emissividade em Função do Ângulo de Visão 64

LISTA DE ABREVIATURAS

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

MW – Mega Watts

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

SEE – Sistema de Energia Elétrica

LT – Linhas de Transmissão

PVO – Pequeno Volume de Óleo

GVO – Grande Volume de Óleo

TP's – Transformador de Potencial

TPC's – Transformador de Potencial Capacitivo

TC – Transformador de Corrente

SE – Subestação

AIS – *Air Insulated Substation*

GIS – *Gas Insulated Substation*

SEP – Sistema Elétrico de Potência

FT – Função Transmissão

SIN – Sistema Interligado Nacional

FT – Função Transmissão

PTA – Ponto de Temperatura Anormal

J/Kg.k – Joule por Quilograma por Kelvin

Cal/gºC – Caloria por Grama Graus Celsius

Kg – Quilogramas

kV – Quilovolt

V – Volts

MVAr – Mega Volt-Ampere Reativo

A – Ampere

h – Horas

km/h – Quilômetro por hora

ºC – Celsius

ºF – Fahrenheit

K – Kelvin

PTA – Ponto de Temperatura Anormal

k – Fator de Proporcionalidade (Condutividade Térmica)

EPI – Equipamento de Proteção Individual

ABENDI – Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção

NR 10 – Normas Regulamentadoras nº 10 da Secretaria do Trabalho-Ministério da Economia

Delta T– Diferença entre Temperatura do PTA e a Temperatura do Ponto Adjacente

USB– *Universal Serial Bus*

LED– *Light Emitting Diode*

LCD– *Light Crystal Display*

IrDA– *Infrared Data Association*

AT – Alta Tensão

BT – Baixa Tensão

DJ – Disjuntor

SC – Seccionadora

FO – Filtro de Ondas

RT – Reator

MPO – Manual de Procedimentos da Operação

IP – Intervenção Programada em Regime Normal

IPU – Intervenção Programada em Regime Urgência

IU – Intervenção de Urgência

EM – Intervenção de Emergência

RAP – Receita Anual Permitida

AS– Autorização de Serviço

NM– Nota de Manutenção

PVI– Parcela Variável por Indisponibilidade

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 18
1.1. OBJETIVOS GERAIS 19
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS 19
1.3. JUSTIFICATIVA 19
1.4. RELEVÂNCIA 20
1.5. METODOLOGIA DE PESQUISA 20
1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO 20
2. SUBESTAÇÃO
2.1. INTRODUÇÃO 22
2.2. CLASSIFICAÇÃO 22
2.2.1. NO SISTEMA ELÉTRICO 22
2.2.2. QUANTO AO NÍVEL DE TENSÃO 23
2.2.3. QUANTO AO MODO DE OPERAÇÃO 24
2.2.4. QUANTO A CARACTERÍSTICA CONSTRUTIVA 25
2.3. CONFIGURAÇÃO DA SUBESTAÇÃO 26
2.3.1. BARRA SIMPLES 26
2.3.2. BARRA SIMPLES SECCIONADA 27
2.3.3. BARRA DUPLA COM DISJUNTOR SIMPLES 28
2.3.4. BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO 28
2.3.5. BARRA DUPLA COM DISJUNTOR DUPLO 29
2.3.6. BARRA PRINCIPAL E TRANSFERÊNCIA 30
2.3.7. ANEL SIMPLES 30
2.4. EQUIPAMENTOS 31
2.4.1. TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 31
2.4.2. TRANSFORMADOR DE CORRENTE 33
2.4.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 34
2.4.4. PARA- RAIOS 35
2.4.5. SECCIONADORA 36
2.4.6. DISJUNTOR DE ALTA TENSÃO 37
2.4.7. BARRAMENTO 39
2.5. TIPOS DE SUBESTAÇÃO 39
2.5.1. SUBESTAÇÃO (AIS) 40
2.5.2. SUBESTAÇÃO (GIS) 41
2.6. PRINCIPAIS TIPOS DE MANUTENÇÃO 42
2.6.1. MANUTENÇÃO CORRETIVA 42

2.6.2. MANUTENÇÃO PREVENTIVA 43
2.6.3. MANUTENÇÃO PREDITIVA 44
2.7. PARCELA VARIÁVEL 45
2.7.1. CONCEITOS BÁSICOS 46
2.7.2. FUNÇÃO TRANSMISSÃO 46
2.7.3. FUNÇÃO TRANSMISSÃO CONTROLE DE REATIVO 47
2.7.4. REDE BÁSICA 48
3. TERMOGRAFIA 49
3.1. INTRODUÇÃO 49
3.2. TEORIAS ENVOLVIDAS 50
3.2.1. CALOR 51
3.2.2. CALOR ESPECÍFICO 51
3.2.3. TEMPERATURA 52
3.2.4. ESCALAS DE TEMPERATURA 52
3.2.5. MODOS DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR 53
3.2.6. CORPO NEGRO 54
3.2.7. EMISSIVIDADE 55
3.2.8. CONDUTIVIDADE TÉRMICA 56
3.3. TERMOGRAFIA INFRAVERMELHA 57
3.4. PRINCIPAIS DEFINIÇÕES OBSERVADAS NA INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA 58
3.4.1. CORRENTE DE CARGA 58
3.4.2. O VENTO 59
3.4.3. EMISSIVIDADE 60
3.4.4. RESFRIAMENTO 60
3.4.5. RADIAÇÃO SOLAR 61
3.4.5.1. CARREGAMENTO SOLAR 61
3.4.5.2. REFLEXO SOLAR 62
3.4.6. DISTÂNCIA 63
3.4.7. ÂNGULOS DE INCIDÊNCIA 63
3.4.8. OUTRAS DEFINIÇÕES 64
3.4.8.1. CORRENTE MÁXIMA REGISTRADA 64
3.4.8.2. PONTO DE TEMPERATURA ANORMAL (PTA) 64
3.4.8.3. PONTO ADJACENTE 65
3.4.8.4. DELTA T (DIFERENÇA DE TEMPERATURA) 65
3.4.8.5. PONTO DE ORIGEM INTERNA 65
3.4.8.6. PONTO DE VISADA DIRETA 65

3.4.8.7. TERMOGRAMA 65
3.5. OPERADOR DE TERMOGRAFIA 66
3.6. ROTEIRO DE INSPEÇÃO 66
3.7. EQUIPAMENTO TERMOVISOR 69
3.8. RESOLUÇÃO E CRITÉRIOS DE PERIODICIDADE DE INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA 73
3.8.1. ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 669/2015 73
3.8.2. ABNT NBR 15763 ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS - TERMOGRAFIA 74
3.9. AVALIAÇÃO DE ANORMALIDADES ENCONTRADAS 77
3.9.1. PARA QUALQUER ANOMALIA TÉRMICA 77
3.9.2. PONTOS COM ANOMALIAS TÉRMICAS COM VISADA DIRETA 77
3.9.3. PONTOS COM ANOMALIAS TÉRMICAS DE ORIGEM INTERNA 79
3.10. EXEMPLOS DE CASOS REAIS 80
3.10.1. CASO A 80
3.10.2. CASO B 81
3.10.3. CASO C 82
3.10.4. CASO D 83
3.10.5. CASO E 84
3.11. PROPRIEDADES FÍSICAS DE MATERIAIS 85
4. ESTUDO DE CASO 87
4.1. INTRODUÇÃO 87
4.1.1. O REATOR DE POTÊNCIA 87
4.1.2. TIPOS DE DESLIGAMENTOS SISTÊMICOS MPO-ONS 88
4.1.2.1. INTERVENÇÃO PROGRAMADA EM REGIME NORMAL (IP) 88
4.1.2.2. INTERVENÇÃO PROGRAMADA EM REGIME URGÊNCIA (IPU) 88
4.1.2.3. INTERVENÇÃO DE URGÊNCIA (IU) 89
4.1.2.4. INTERVENÇÃO DE EMERGÊNCIA (EM) 89
4.1.3. RECEITA ANUAL PERMITIDA 89
4.2. SIMULANDO OS CENÁRIOS 90
4.2.1. PRIMEIRO CENÁRIO – DESLIGAMENTO (IP) 91
4.2.2. SEGUNDO CENÁRIO – DESLIGAMENTO (EM) 94
4.3. CÁLCULO PARCELA VARIÁVEL E MANUTENÇÃO 95
4.4. IMPLICAÇÕES SISTÊMICAS DEVIDO A IMPEDIMENTO URGÊNCIA/EMERGÊNCIA DO REATOR RT05 98
5. CONCLUSÃO 99
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 101
7. ANEXO 106
ANEXO I – DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO TIPO AIS 106

1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é importante e vital para o desenvolvimento nacional. Sua robustez e complexidade demonstram que é um dos sistemas de transmissão e geração de energia mais seguro do mundo. Todo sistema é interligado pelas regiões do Brasil, exceto o estado de Roraima. Sua matriz é predominantemente hidráulica. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foram gerados em 2018 161.552MW [1]. Torna-se portanto importante a disponibilidade desse sistema com sua malha de equipamentos em pleno funcionamento, minimizando e otimizando o máximo possível a perda e indisponibilidades desses equipamentos. Este trabalho menciona o conceito de subestação e seus equipamentos, dando ênfase à importância da termografia na inspeção preventiva e preditiva, por tratar-se de uma técnica de medição por radiação infravermelha. A necessidade de manutenção desses equipamentos, seja de natureza preventiva, corretiva ou preditiva, demanda o uso de ferramentas para otimização do sistema elétrico.

Em sistemas elétricos é necessário o fator segurança para a operação do sistema. Esta técnica de inspeção termográfica permite uma inspeção à distância do objeto a ser medido, evitando o contato com o mesmo, que em certos casos torna-se a única opção concebível. Diante das alternativas sem contato, a Termografia infravermelha tem uma grande vantagem por ser um método visual capaz de examinar grandes superfícies em curto espaço de tempo (ganho de rendimento), ideal para equipamentos de subestações desabrigadas de alta tensão [2].

Como toda técnica possui limitações. Uma dessas seria a execução em ambientes abertos sujeitos a intempéries da natureza, onde o resultado obtido pode ser alterado por influências ambientais. Nesse caso, porém, são tomadas medidas para realizar uma inspeção o mais confiável possível. Utilizando corretamente é uma excelente ferramenta para manutenção preditiva e preventiva em equipamentos de subestação de alta tensão, sendo possível detectar defeitos, aumentando assim a segurança das instalações e evitando as paradas não

programadas de manutenção. Com isso otimiza a confiabilidade do empreendimento, ao reduzir custos por parcela variável [3] e a indisponibilidade de equipamentos da Rede básica, norma da ANEEL (disponibilidade e a capacidade operativa das instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão integrantes da Rede Básica e das instalações de transmissão de energia elétrica que se conectam à rede básica nomeada pelo ONS).

1.1. OBJETIVOS GERAIS

Este trabalho tem como objetivo apresentar as características e aplicação da Termografia como ferramenta de manutenção preventiva às falhas de equipamentos dos sistemas elétricos. Destacam-se as vantagens desta ferramenta para a otimização de disponibilidade dos equipamentos, evitando assim ao máximo perdas por falhas e indisponibilidades de equipamentos, afetando custos com parcela variável.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Este trabalho aborda temas essenciais, como o caso de uma falha de um equipamento em uma subestação de energia elétrica que poderia ser avaliado por uma inspeção termográfica. Apresenta-se o método, bem como técnicas destas inspeções com as devidas aplicações de normas (ABNT, ANEEL) para a melhor otimização desses equipamentos, evitando assim perda de receita de indisponibilidade de equipamentos por parcela variável. Menciona-se a título de conhecimento o conceito de subestação de alta tensão e seus principais equipamentos de potência, os tipos de manutenção e o conceito básico de indisponibilidade de equipamentos por parcela variável, mostrando as vantagens de uma inspeção termográfica preventiva para minimizar perdas de receitas.

1.3. JUSTIFICATIVA

A cada dia as leis e regulamentações do setor elétrico estão mais rígidas e exigentes com as concessionárias de energia elétrica. A exigência de uma energia mais segura ao consumidor é fator preponderante para a qualidade de um serviço essencial à sociedade moderna. Empresas e indústrias sofrem grandes prejuízos quando esta energia não é ofertada e em muitos casos por falhas que poderiam

ser minimizadas. Tudo que não é programado tem grande custo ao consumidor que espera receber esse serviço sempre que disponível, como contratado e com qualidade. Por isso os órgãos fiscalizadores aplicam multas e fiscalizam se esse serviço é prestado com qualidade. Esta monografia apresenta a técnica de Inspeção Termográfica para minimizar tais perdas e indisponibilidade de equipamentos.

1.4. RELEVÂNCIA

O sistema elétrico é importante para o cotidiano de atividades de uma sociedade. Manter essas instalações funcionando com uma demanda crescente e sempre exigente pede grandes desafios de operacionalidade. A Termografia pode favorecer a contínua operacionalidade de equipamentos de subestações de alta tensão e do sistema elétrico, mantendo a disponibilidade do fornecimento de energia elétrica com qualidade e segurança desejável.

1.5. METODOLOGIA DE PESQUISA

A metodologia consiste em pesquisas bibliográficas sobre a Termografia, leituras de artigos, teses acadêmicas, manuais técnicos, artigos técnicos, normas brasileiras e resoluções (associações e órgãos fiscalizadores).

1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está estruturado em 5 capítulos, referências e anexo.

O primeiro capítulo consiste na contextualização de todo o trabalho: objetivo, justificativa, relevância, metodologia de pesquisa e estrutura.

O segundo capítulo traz uma introdução sobre Subestação de Alta Tensão, suas principais características construtivas, operacionais e equipamentos, destacando tipos de manutenção industrial e breves conceitos de Parcela Variável, Função Transmissão e Rede Básica.

O terceiro capítulo apresenta um resumo histórico do avanço da termografia e conceitos físicos, bem como técnicas e normas vigentes de inspeção termográfica, mencionando o equipamento Termovisor e roteiro de inspeção. Aborda também avaliação de anormalidades com exemplos de casos reais.

O quarto capítulo apresenta o estudo de caso simulado de uma falha ocorrida em um reator trifásico verificado pela Inspeção Termográfica, enfatizando os trâmites e implicações de documentos sistêmicos do ONS. Aborda também conceitos como Receita Anual Permitida (RAP) e custos de manutenção e Parcela Variável gerado pelos cenários simulados, além de implicações sistêmicas ao sistema elétrico pela indisponibilidade do equipamento.

O quinto capítulo consiste na conclusão do trabalho, mostrando a relevância da Inspeção Termográfica na prevenção de perdas de receita de equipamentos em uma subestação de Alta Tensão.

2. SUBESTAÇÃO

Este capítulo apresenta uma visão geral e resumida das características construtivas e operacionais de uma Subestação de Alta Tensão e seus principais equipamentos. Aborda temas relevantes para a concepção do procedimento do trabalho como: tipos principais de Manutenção Industrial, conceitos de Parcela Variável, Função Transmissão, Função Controle de Reativo e Rede Básica.

2.1. INTRODUÇÃO

Subestação é um conjunto de condutores, aparelhos e equipamentos destinados a modificar as características da energia elétrica (tensão e corrente), permitindo a sua distribuição aos pontos de consumo em níveis adequados de utilização [4].

2.2. CLASSIFICAÇÃO

As subestações são classificadas de acordo com sua função no sistema elétrico, nível de tensão e modo de operação conforme a característica construtiva.

2.2.1. NO SISTEMA ELÉTRICO

a) Subestação Central de Transmissão

É aquela normalmente construída ao lado das usinas geradoras de energia elétrica, com a finalidade de elevar os níveis de tensão fornecidos pelos geradores para transmissão em alta tensão aos centros urbanos. Isso se faz necessário devido a perdas da LT e suas características construtivas.

b) Subestação Receptora de Transmissão

É aquela construída próxima aos centros de cargas e que está conectada, por linha de transmissão, à subestação receptora intermediária.

c) Subestação de Subtransmissão

É aquela construída em geral no centro de cargas, alimentada pela subestação receptora e de onde se originam os alimentadores de distribuição primários,

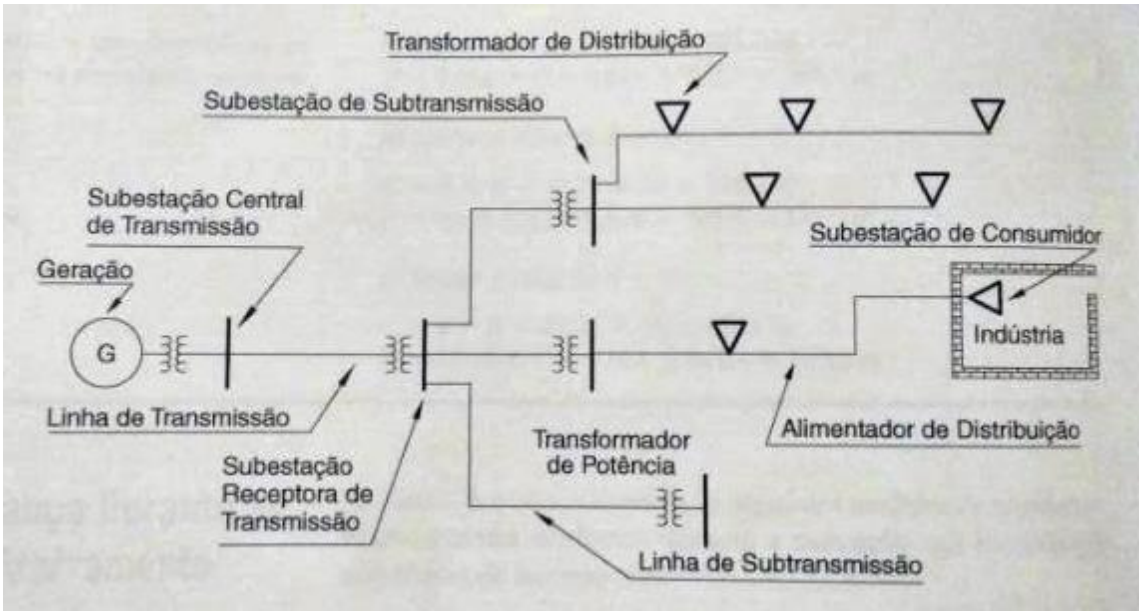
suprindo diretamente os transformadores de distribuição e/ou a subestação de consumidor.

d) Subestação de Consumidor

É aquela construída em propriedade particular suprida através de alimentadores de distribuição primários, originados das subestações de subtransmissão, que suprem os pontos finais de consumo.

A figura 1 mostra o diagrama com a posição de cada tipo de subestação e sua função no contexto de um sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Figura 1: Sistema de Geração, Transmissão e Distribuição do Sistema Elétrico



Fonte: [4]

2.2.2. QUANTO AO NÍVEL DE TENSÃO

As subestações também são classificadas de acordo com o seu nível de tensão: baixa tensão, média tensão, alta tensão, extra alta tensão e ultra alta tensão. Segue a faixa de tensão de cada nível [5]:

- Subestação de Baixa Tensão (BT) - Tensões até 1000 V
- Subestação de Média Tensão (MT) - Tensões de 1000 V a 35 kV
- Subestação de Alta Tensão (AT) - Tensões de 35 kV a 230 kV
- Subestação de Extra Alta Tensão (EAT) - Tensões de 230 kV a 800 kV
- Subestação de Ultra Alta Tensão (UAT) - Tensões acima de 800 kV

2.2.3. QUANTO AO MODO DE OPERAÇÃO

As subestações de energia elétrica têm a função de um ponto de convergência de linhas de transmissão e/ou distribuição, sendo também responsáveis pelo controle de variáveis elétricas (manobras de controle de tensão, reativos e outros), garantindo com segurança, operação e proteção para que os parâmetros desta rede de conexões sejam entregues corretamente aos consumidores e subestações interligadas.

Uma Subestação no Sistema de Energia Elétrica (SEE) tem a função principal de prover um ponto onde são instalados os equipamentos de transformação de níveis de tensão, manobra e de proteção. Os equipamentos de transformação conectam circuitos com níveis de tensão diferenciados. Os equipamentos de manobra são responsáveis pela distribuição do fluxo de potência através dos diversos circuitos conectados à subestação. Os equipamentos de proteção têm a função de garantir a segurança de pessoas e equipamentos, restringindo a abrangência da área afetada do SEE em casos de falhas.

O tipo de classificação de operação da subestação está relacionado com a sua função no Sistema de Energia Elétrica (SEE), conforme descrito a seguir.

- **Geração** - Controla o fluxo de potência fornecida ao SEE
- **Transformação** - Eleva ou abaixa o nível de tensão
- **Manobra** - Conecta e desconecta circuitos, inserindo ou retirando cargas de alimentação
- **Conversão** - Podendo ser do tipo retificadora, convertendo correntes alternadas em contínuas, ou inversoras, realizando a conversão inversa à anterior [5]

Por outro critério de classificação tem-se: com operador, semiautomatizadas e automatizadas.

- **Subestação com operador** - Profissionais extremamente qualificados e reciclados atuam na supervisão e operação do empreendimento, operam softwares de gerenciamento de energia, realizam inspeções diárias, pronto atendimento para manobras que requerem intervenção local, elaboração de documentos sistêmicos (ONS) em tempo real e/ou programado. Só se justificam para instalação de maior porte.

- **Semiautomatizadas** - São telecomandadas por centros de cargas e/ou outras subestações de maior importância por meio de softwares de gerenciamento de energia, sistema de vigilância patrimonial e outros. Geralmente nesse caso os telecomandos são restritos ao controle de variáveis elétricas e recomposição imediata do sistema. Em caso de manobra mais específica, torna-se necessária a presença de um operador habilitado para a função.

- **Automatizadas** - São telecomandadas por centros de cargas e/ou outras subestações de maior importância por meio de softwares de gerenciamento de energia, sistema de vigilância patrimonial e outros. [6].

2.2.4. QUANTO À CARACTERÍSTICA CONSTRUTIVA

A característica construtiva depende da particularidade de cada projeto, envolvendo vários estudos para saber qual tipo adotar na construção de uma subestação. As subestações podem ser como descritas a seguir [5].

- **Desabrigada ou ao tempo** - Subestação instalada ao ar livre (objetivo deste trabalho)
- **Abrigada** - Instalada em edificações
- **Móvel** - Instalada em transporte que permita a sua locomoção

2.3. CONFIGURAÇÃO DA SUBESTAÇÃO

As subestações são interligadas entre si, tornando-se uma malha operativa interligando LT, cargas e consumidores. Isso aumenta a confiabilidade do sistema de fornecimento de energia, propiciando caminhos alternativos para o fluxo de potência suprir qualquer contingência, de modo que as entregas de energia para as cargas sejam mantidas conservando a geração de energia constante durante aquela demanda. A subestação de alta tensão é um componente crítico do sistema de energia e sua confiabilidade depende da configuração da subestação.

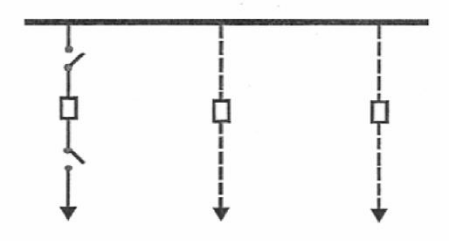
Os barramentos são a parte da subestação onde a potência é concentrada dos alimentadores de entrada e distribuída para os alimentadores de saída. Isso significa que a confiabilidade da subestação de alta tensão, além do funcionamento correto dos equipamentos, depende da configuração ou arranjo dos barramentos da subestação. Uma interrupção de qualquer barramento pode ter efeitos não programados no sistema de energia, cortando cargas que na maioria das vezes são essenciais e desligando por falta algumas linhas de transmissão conectadas à subestação. Isso pode ocasionar sobrecarga em outras LT ou subestações conectadas a estes circuitos/falhas e provocar um efeito cascata de desligamento de LT por alívio de carga, evitando perdas dos equipamentos do circuito e integridade da vida humana. A confiabilidade do barramento deve ser objeto de rigoroso estudo ao examinar as diferentes configurações dos sistemas de barras e barramentos [7].

A seguir temos os principais tipos de configuração e as suas características.

2.3.1. BARRA SIMPLES

Esse tipo de configuração tem as seguintes vantagens: menor área necessária e instalações extremamente simples. Consiste em manobras simples, como normalmente ligar e desligar circuitos alimentadores, e apresenta custo reduzido. Porém uma falha no barramento não pode ser realizada sem a completa desenergização da subestação. Pode ser usado apenas quando cargas possam ser interrompidas ou quando há outras fontes de alimentação durante uma interrupção [6].

Figura 2: Barra Simples



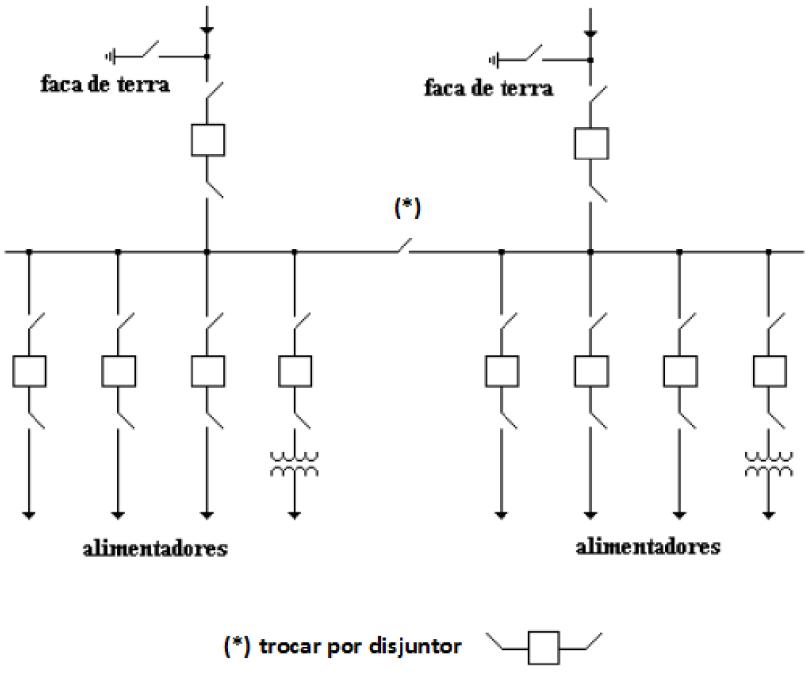
Fonte: [6]

2.3.2. BARRA SIMPLES SECCIONADA

Essa configuração é indicada para funcionar com duas fontes de energia para que se possa operar com as duas barras em separado, permitindo a manutenção de barra sem perda da subestação.

Além das vantagens já citadas destacam-se: maior continuidade no fornecimento, maior facilidade de execução dos serviços de manutenção e, em caso de falha da barra, somente serão desligados os consumidores ligados a essa seção da barra. Porém ainda não se pode transferir uma linha de uma barra para a outra. A manutenção de um disjuntor deixa fora de serviço a linha correspondente. Possui um esquema de proteção mais complexo [6].

Figura 3: Barra Simples Seccionada



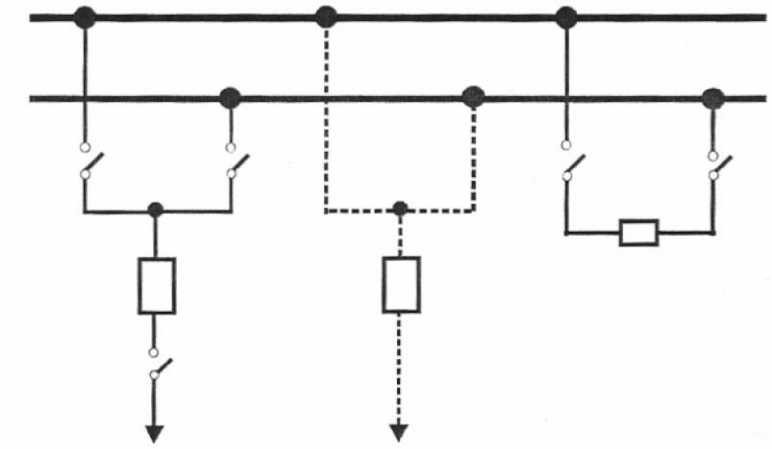
Fonte: [6]

2.3.3. BARRA DUPLA COM DISJUNTOR SIMPLES

Essa configuração é usada comumente nas usinas geradoras e também na indústria. Ela já permite uma flexibilidade com ambas as barras em operação. Por exemplo, qualquer uma das barras pode ser isolada para manutenção. É vantajosa para operação com cargas e fontes distribuídas. Há facilidade de transferência dos circuitos de uma barra para outra com o uso de um único disjuntor de transferência e manobra com chaves.

Possui principalmente duas desvantagens. Precisa de um disjuntor extra para a conexão com a outra barra e a operação do barramento pode causar a perda da subestação quando esta opera com todos os circuitos num único barramento. Além disso, há alta exposição a falhas no barramento e uma falha no disjuntor de transferência pode colocar a subestação fora de serviço [6].

Figura 4: Barra Dupla com Disjuntor Simples



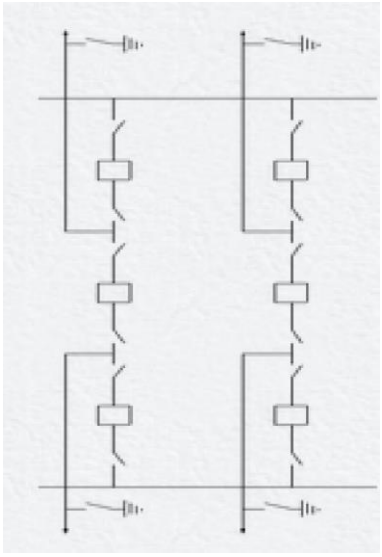
Fonte: [6]

2.3.4. BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO

A vantagem nessa configuração está no fato de que há uma maior flexibilidade de manobra e rápida recomposição. Havendo falha nos disjuntores adjacentes às barras retira-se apenas um circuito de serviço. O chaveamento independente por disjuntor e as manobras são simples com relação ao chaveamento. Qualquer uma das barras poderá ser retirada de serviço a qualquer tempo para manutenção. Falha num dos barramentos não retira circuitos de serviço. O disjuntor do meio é comum a dois equipamentos. Porém há a desvantagem de ter um e meio disjuntor por circuito e também o fato do

chaveamento e religamento automático envolver demasiado número de operações, além do disjuntor intermediário e circuitos agregados. Tem o custo de construção mais caro [6].

Figura 5: Barra Dupla com Disjuntor e Meio

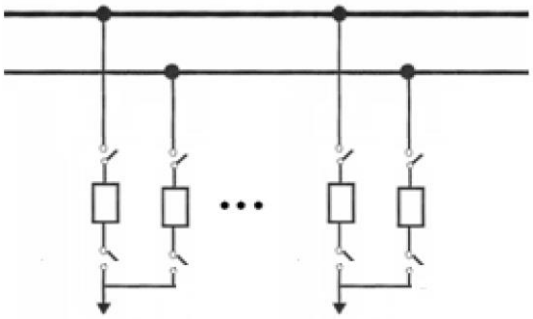


Fonte: [6]

2.3.5. BARRA DUPLA COM DISJUNTOR DUPLO

Essa configuração tem a vantagem de ser mais completa e muito mais flexível e confiável. Todavia é muito mais cara. Sua aplicação se encontra nas instalações de grandes potências (UHV) e maior necessidade de continuidade de fornecimento [6].

Figura 6: Barra Dupla com Disjuntor Duplo

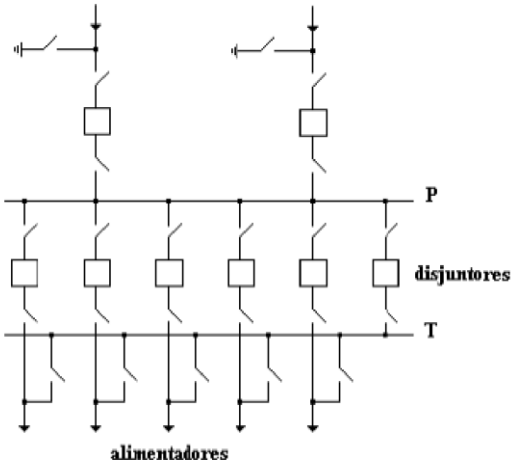


Fonte: [6]

2.3.6. BARRA PRINCIPAL E TRANSFERÊNCIA

Essa configuração já é um pouco mais sofisticada que o de barra simples, permitindo manutenção dos disjuntores com continuidade (um por vez). Logo, são claras as vantagens desse esquema: qualquer disjuntor pode ser retirado para manutenção e equipamentos podem ser adicionados e/ou retirados à barra principal sem maiores dificuldades. Além disso, o custo final e inicial ainda é baixo. Sendo assim, há a necessidade de um disjuntor a mais e colocar um outro em manutenção requer manobras mais complexas. Havendo uma falha no barramento ou disjuntor ainda resulta no desligamento da subestação [6].

Figura 7: Barra Dupla de Transferência

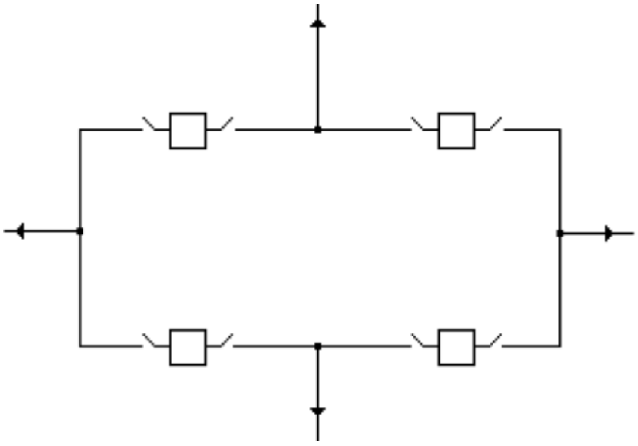


Fonte: [6]

2.3.7. ANEL SIMPLES

Essa configuração tem baixo custo e permite manutenção de disjuntor. Qualquer disjuntor pode ser removido para manutenção sem interrupção de carga. Além disso, necessita de apenas um disjuntor por circuito e não utiliza a barra principal. E também cada circuito é alimentado através de disjuntores e todas as chaves abrem os disjuntores. Entretanto, se uma falta ocorre durante a manutenção de um disjuntor o anel pode ser separado em duas seções. Para efetuar a manutenção num dado equipamento a proteção deixará de atuar durante esse período e a falha no disjuntor durante uma falta em um dos circuitos causará perda de um circuito adicional, pois um disjuntor já está fora de operação [6].

Figura 8: Barramento Anel Simples



Fonte: [6]

2.4. EQUIPAMENTOS

A subestação é composta por vários equipamentos, sendo que o principal equipamento de uma subestação tem a função de proteção, transferência de carga, seccionamento de barramento, medição de grandezas como tensão e corrente, manobras (para controle de variáveis elétricas, manutenção, intervenções) e transformação do nível de tensão. Este trabalho apresenta os principais equipamentos de uma Subestação de Alta Tensão, embora existam outros equipamentos secundários (Transformadores auxiliares, painéis, Grupo gerador Diesel de Emergência, Banco de Baterias, bombas entre outros) que não são aqui mencionados.

2.4.1. TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

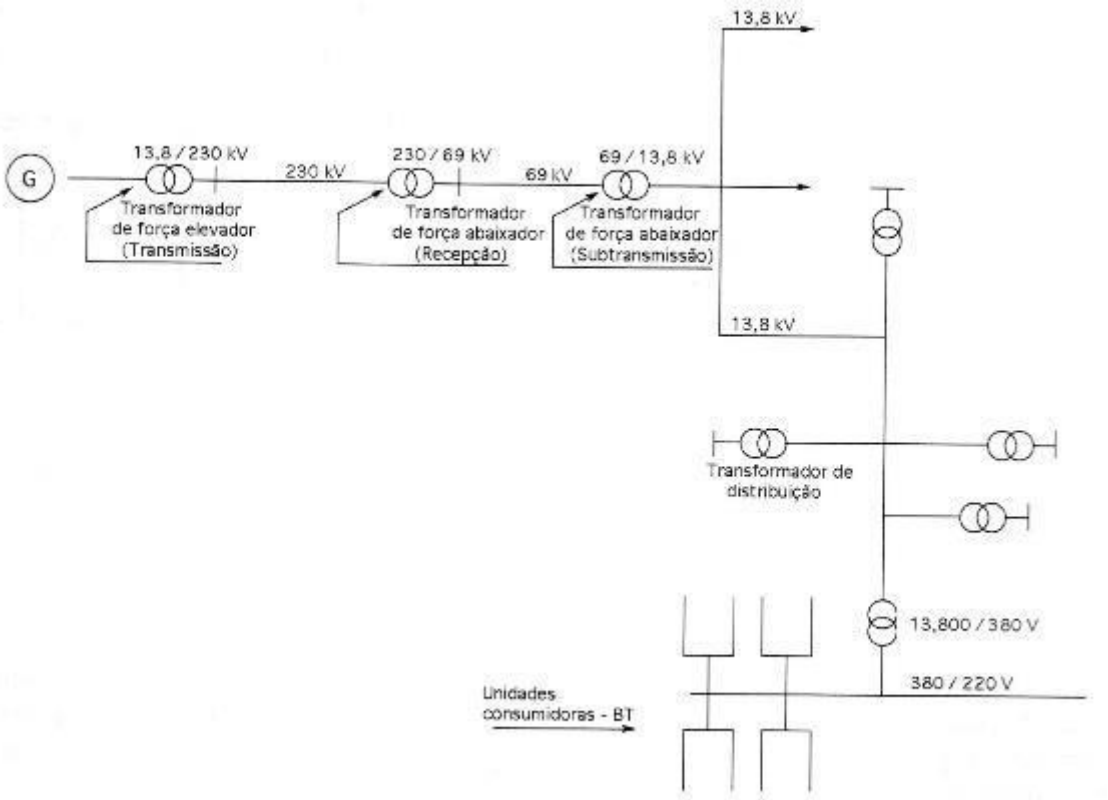
Transformador é um equipamento de operação estática que por meio de indução eletromagnética transfere energia de um circuito, chamado primário, para um ou mais circuitos denominados, respectivamente, secundário e terciário, sendo, no entanto, mantida a frequência, porém com tensões e correntes diferentes.

No sistema elétrico, os transformadores são utilizados desde as usinas geradoras de energia elétrica – a fim de elevar os níveis de tensão fornecidos pelos geradores para transmissão em alta tensão aos centros urbanos, diminuindo as perdas da LT devido a suas características construtivas – até os grandes pontos de consumo, onde a tensão é reduzida no nível de subtransmissão e de

distribuição, alimentando as redes metropolitanas e rurais, sendo novamente reduzida para, enfim, ser utilizada com segurança pelos usuários do sistema e do sistema de distribuição.

Os transformadores são adjetivados em função da posição que ocupam no sistema, que trata de um esquema de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição de energia elétrica, conforme observado na figura 9.

Figura 9: Sistema Típico de Transformação do Sistema Elétrico



Fonte: [4]

Um transformador é constituído por dois enrolamentos: o enrolamento primário, que recebe a energia do sistema supridor, e o enrolamento secundário, que transfere esta energia para o sistema de interligação, descontando as perdas internas referentes a esta transformação [8].

Figura 10: Transformador de Potência Alta Tensão

Fonte: AUTOR, 2019.

2.4.2. TRANSFORMADOR DE CORRENTE

Os transformadores de corrente são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionar adequadamente sem que seja necessário possuir correntes nominais de acordo com a corrente de carga do circuito ao qual estão ligados. Na sua forma mais simples, possuem um primário, geralmente de poucas espiras, e um secundário, no qual a corrente nominal transformada é, na maioria dos casos, a 5 A. Dessa forma, os instrumentos de medição e proteção são dimensionados em tamanhos adequados com as bobinas de corrente constituídas de fios com quantidade adequada de cobre [8].

Figura 11: Transformador de Corrente Alta Tensão

Fonte: AUTOR, 2019.

Existem vários tipos e configurações do transformador de corrente, porém com a mesma função de proteção e medição. A informação vinda do secundário é utilizada para medição, supervisão, proteção e controle em sistemas supervisórios.

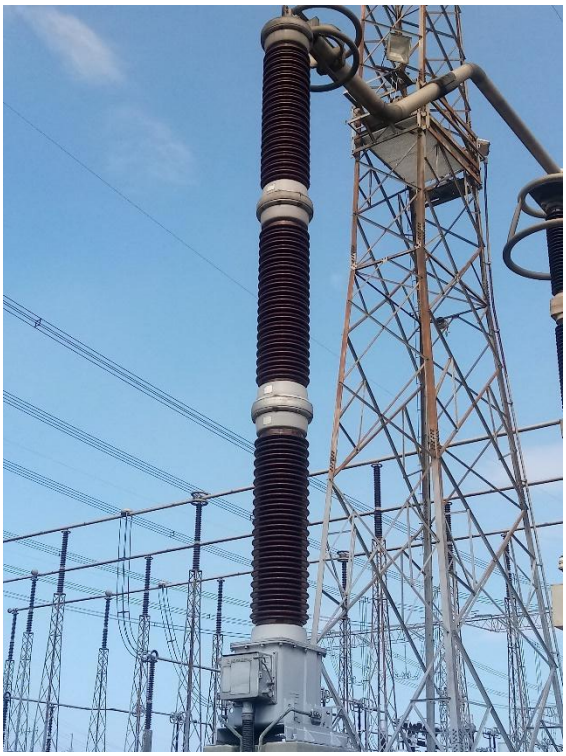
2.4.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Os transformadores de potencial são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção funcionar adequados ao nível de tensão (potencial) destes instrumentos.

Na sua forma mais simples, os transformadores de potencial possuem um enrolamento primário de muitas espiras e um enrolamento secundário através do qual se obtém a tensão desejada, normalmente padronizado em 115 V ou 115/√3 V. Dessa forma, os instrumentos de proteção e medição são dimensionados em

tamanhos reduzidos com bobinas e demais componentes de baixa isolação. A informação vinda do secundário é utilizada para medição, supervisão, proteção e controle em sistemas supervisórios. [8].

Figura 12: Transformador de Potencial Alta Tensão



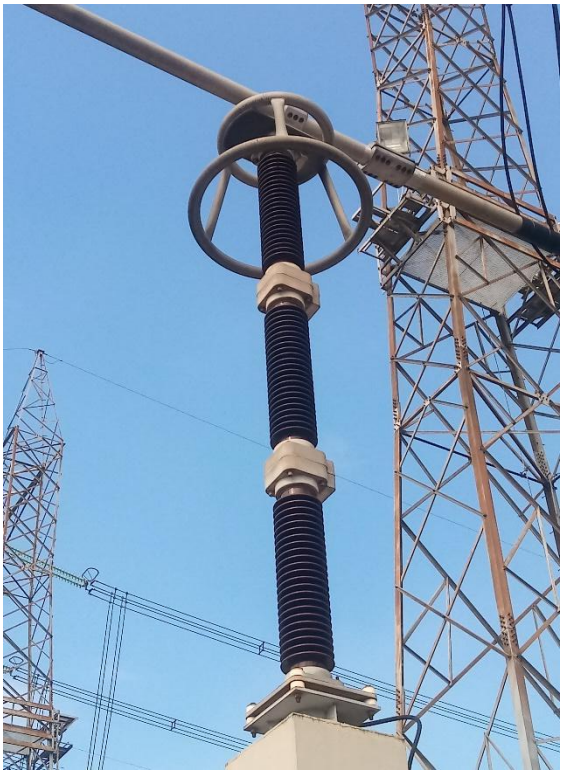
Fonte: AUTOR, 2019.

2.4.4. PARA-RAIOS

Para proteger os sistemas elétricos dos surtos de tensão – que também podem ter origem durante manobras de chaves seccionadoras e disjuntores sobre tensão de origem interna – são instalados equipamentos apropriados que reduzem o nível de sobre tensão a valores compatíveis com a configuração desses sistemas. Os Para-Raios protegem contra sobretensões e surtos elétricos em redes elétricas provocadas por descargas atmosféricas.

Os para-raios são utilizados para proteger os diversos equipamentos que compõem uma subestação de potência, as Linhas de Transmissão e equipamentos de redes aéreas de distribuição. Estes limitam as sobretensões a um valor máximo. [8].

Figura 13: Para – Raios Alta Tensão



Fonte: AUTOR, 2019.

2.4.5. SECCIONADORA

São equipamentos destinados a fechar, abrir ou transferir as ligações de um circuito em que o meio isolante é o ar. Essa operação é prevista para acontecer após a abertura do circuito por outro dispositivo, no caso um disjuntor. Tais operações devem atender aos requisitos de manobra, descritos a seguir.

- Na posição fechada não deve oferecer resistência à corrente que circula (nominal ou de defeito).
- Na posição aberta deve suportar a tensão de operação do equipamento.
- Todas as partes que em qualquer condição de operação possam ficar sob tensão devem ser isoladas (para terra e entre fases).
- Somente operam em circuitos sem carga (sem corrente). As seccionadoras podem interromper correntes pequenas, tais como: correntes de magnetização de transformadores, ou correntes em vazio de linha de transmissão. Existem seccionadoras específicas que manobram em carga, mas não constituem objeto deste trabalho.

Uma das suas funções é o *by pass,* que consiste em substituir outro equipamento de seu circuito de atuação para manutenção/intervenção do sistema elétrico, isolando qualquer componente do sistema elétrico quando necessário. Considera-se o ponto de isolação no caso de desligamentos para isolação sistêmica, necessitando ter seu acionamento bloqueado para evitar manobra indevida, também podendo ser necessário o ponto de aterramento para segurança da instalação e terceiros [6].

Figura 14: Seccionadora Alta Tensão

Fonte: AUTOR, 2019.

2.4.6. DISJUNTOR DE ALTA TENSÃO

Os disjuntores são equipamentos destinados à interrupção e ao restabelecimento das correntes elétricas em um determinado ponto do circuito.

Os disjuntores sempre devem ser instalados acompanhados de equipamentos secundários (relés, bloqueios e proteção), que são os elementos responsáveis pela detecção das correntes elétricas do circuito que, após monitoramento e leitura em tempo real da corrente circulante, atuam ou não como mecanismo de proteção e operação deste equipamento.

A função principal de um disjuntor consiste em interromper as correntes de defeito de um determinado circuito durante o menor espaço de tempo possível. Porém os disjuntores são também solicitados a interromper correntes de circuitos

operando a plena carga e em vazio, bem como a energizar os mesmos circuitos em condições de operação normal, em falta, ou manobrados através de solicitações de intervenções.

Opera continuamente sob tensão e corrente de carga, muitas vezes em ambientes muito severos no que diz respeito à temperatura, à umidade, à poeira, etc.

Como princípio básico para a extinção de um arco elétrico qualquer, é necessário que se provoque o seu alongamento por meios artificiais, reduza-se a sua temperatura e substitua o meio ionizado entre os contatos por um meio isolante (agente extintor de arco elétrico), que pode ser por meio de gás SF6, óleo isolante (Pequeno Volume de óleo-PVO ou Grande Volume de óleo- GVO), a vácuo, sopro pneumático ou sopro magnético. Quanto ao meio de atuação do Disjuntor (comando abertura/fechamento) pode ser a mola, hidráulico ou ar comprimido. [8].

Figura 15: Disjuntor Alta Tensão

Fonte: AUTOR, 2019.

2.4.7. BARRAMENTO

Os barramentos são condutores reforçados, geralmente sólidos e de impedância desprezível, podendo ser flexíveis ou rígidos (o mais utilizado).

No desenvolvimento do projeto de uma subestação, devem ser considerados requisitos como disponibilidade, flexibilidade operacional do sistema e custo, podendo existir vários tipos de configurações segundo às características do projeto. A denominação arranjo ou topologia de uma SE é usada para as formas de se conectarem entre si as linhas, transformadores, disjuntores e circuitos de uma subestação [9].

Figura 16: Barramento Alta Tensão

Fonte: AUTOR, 2019.

2.5. TIPOS DE SUBESTAÇÃO

As subestações podem ser construídas em áreas externas ou internas. Algumas características são levadas em conta para a escolha do tipo construtivo da subestação como:

- Espaço disponível para construção
- Impacto visual e ambiental
- Custos
- Tempo para a construção
- Segurança e etc.

2.5.1. SUBESTAÇÃO (AIS)

A subestação do tipo AIS (*Air Insulated Substation*) tem como característica fundamental ter o ar como meio isolante das partes energizadas, e também por ser construída mais comumente em áreas externas, ficando sujeita às intempéries da natureza. Mas existem AIS construídas em locais abrigados. Esse tipo de instalação tem valores estabelecidos por normas, determinando a distância entre as partes energizadas. É nesse tipo de instalação que consiste o principal objeto de estudo deste trabalho.

Além dos espaçamentos mínimos citados, devem ser previstas áreas para a circulação de pessoas e equipamentos. Portanto, em regiões internas a subestação, as distâncias de segurança resultam da soma de dois valores:

- Distanciamento referente aos afastamentos mínimos necessários para a passagem de pedestres, veículos e equipamentos em áreas energizadas
- Distanciamento referente aos afastamentos mínimos necessários para a realização de trabalho e manutenção por operadores, considerando as dimensões médias de uma pessoa [4]

Figura 17: Pátio de uma Subestação tipo AIS

Fonte: AUTOR, 2019

2.5.2. SUBESTAÇÃO (GIS)

A subestação do tipo GIS (*Gas Insulated Substation)* tem como característica fundamental ter o gás SF6 como meio isolante das partes energizadas, que ficam dentro de um tubo metálico preenchido com o gás SF6 numa determinada temperatura e pressão.

A GIS pode ser construída em área externa ou interna, ficando a cargo dos estudos do projeto para especificar o tipo de construção mais adequada.

Esse tipo de subestação ocupa um espaço muito menor do que uma subestação AIS convencional. A GIS ocupa aproximadamente 30% da área necessária para implantação de uma AIS. Esses valores podem chegar a 15%, obtendo uma grande economia em relação ao custo do terreno, porém requer um uso de tecnologia mais adequada, sendo necessária às vezes a importação de equipamentos para construção deste tipo de instalação [4].

Figura 18: Subestação Blindada do Tipo GIS

Fonte: AUTOR, 2018

2.6. PRINCIPAIS TIPOS DE MANUTENÇÃO

As subestações necessitam de manutenção em seus equipamentos, porém esse tipo de instalação requer cuidados no monitoramento de seu ativo. O conceito básico de manutenção é: conjunto de procedimentos e intervenções que são realizados periodicamente em sistemas, máquinas e equipamentos.

Essas intervenções têm como objetivo principal permitir o pleno funcionamento e manter os dispositivos garantindo que a função do equipamento opere de forma eficaz. Existem três principais tipos de manutenção que são destacados em planos de manutenção industrial [10]:

- Manutenção Corretiva
- Manutenção Preventiva
- Manutenção Preditiva

2.6.1. MANUTENÇÃO CORRETIVA

Tipo de manutenção mais antigo dos três, existente desde a segunda guerra mundial, quando os equipamentos eram sempre reparados somente em caso de quebra ou falha, pois a indústria ainda era pouco mecanizada. O próprio nome, Manutenção Corretiva, indica a forma de atuar nesses equipamentos para sanar/corrigir as falhas e defeitos para que os mesmos retornem a sua operação normal.

Ao contrário do que muitos mencionam, as paradas corretivas não são necessariamente procedimentos de emergência, pois podem ser utilizadas para corrigir e reparar o desempenho dos equipamentos. Esse tipo de manutenção pode ser dividido em dois tipos distintos [10]:

- **Manutenção Corretiva Planejada** - realizada após inspeção e quando detectada perda de desempenho do equipamento. Ao detectar previamente há tempo suficiente para planejar e programar sua intervenção. Por isso é mais econômica que a não planejada, apesar do risco de perdas pela queda de desempenho de

equipamentos. Sendo assim, devem ser realizadas antes da falha efetiva do equipamento

- **Manutenção Corretiva Não Planejada** - correção de falhas aleatórias sem tempo hábil para planejar e programar a intervenção para sanar a falha do equipamento. São mais caras, demandam tempo, além de levar à perda de produção e indisponibilidade do equipamento

Esse tipo de manutenção não possui vantagens, pois visa somente a corrigir falhas para retorno dos equipamentos à operação. Este trabalho ressalta que não seja aplicado, de modo convencional, esse tipo de manutenção, pois no SEP isto implica em insegurança nos equipamentos das instalações e agentes envolvidos.

2.6.2. MANUTENÇÃO PREVENTIVA

Tipo de manutenção bem conhecido e muito utilizado. Tem como objetivo evitar falhas de equipamentos e componentes, aumentando a vida útil destes, uma vez que é consultado o manual técnico do fabricante de cada equipamento, as especificações de modo de operação normal e são feitas medições/inspeções para comparar esses dados. Garante assim funcionamento eficaz e confiável do equipamento, já que são feitas de formas periódicas. É importante saber que esse tipo de manutenção não diminui as trocas de componentes em um equipamento, mas permite que a vida útil seja aumentada. As principais vantagens desse tipo de manutenção são [10]:

- Redução do envelhecimento e degradação dos equipamentos
- Aumento da vida útil
- Diminuição das paradas e tarefas corretivas
- Redução dos riscos e acidentes
- Redução dos custos de manutenção

Esse tipo de manutenção possui enormes vantagens, pois trabalha com a otimização e disponibilidade máxima dos equipamentos. Este trabalho menciona esse tipo de manutenção nos equipamentos do SEP.

2.6.3. MANUTENÇÃO PREDITIVA

Tipo de manutenção mais moderna entre os três. Consiste em atuações feitas em máquinas de acordo com alterações em parâmetros de controle.

É também conhecida como Engenharia de Manutenção por utilizar softwares e equipamentos para verificar as condições de funcionamento e desempenho de um equipamento em tempo real, ou seja, proporciona o monitoramento do equipamento em questão. Por meio desse controle de monitoramento é feita a leitura de parâmetros e métricas que acompanham a degradação do equipamento, responsável às vezes por perdas irreparáveis a empresas, seja por meios de produção ou multa por indisponibilidade de equipamentos.

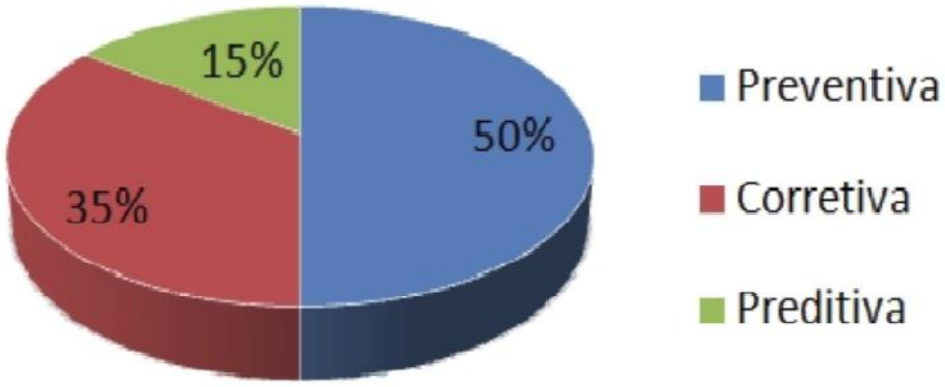
Esse tipo de manutenção tem um custo operacional maior, devido ao investimento em sensores, instrumentos, softwares, computadores e outros, mas somente com o uso das tecnologias monitoramos os parâmetros e métricas dos equipamentos, pois a manutenção preditiva é feita de forma remota, ou seja, dispensa a inspeção física dos equipamentos. Não são necessárias paradas e desmontagens. As principais vantagens desse tipo de manutenção são[10]:

- Possibilidade de previsão das intervenções nas máquinas
- Eliminação das inspeções físicas e desmontagens de equipamentos
- Redução de custos
- Garantia de confiabilidade do equipamento
- Aumento da vida útil
- Determinação de causas raízes

Esse tipo de manutenção possui enormes vantagens, pois trabalha com a otimização e disponibilidade máxima dos equipamentos. Este trabalho menciona a aplicação desse tipo de manutenção nos equipamentos do SEP.

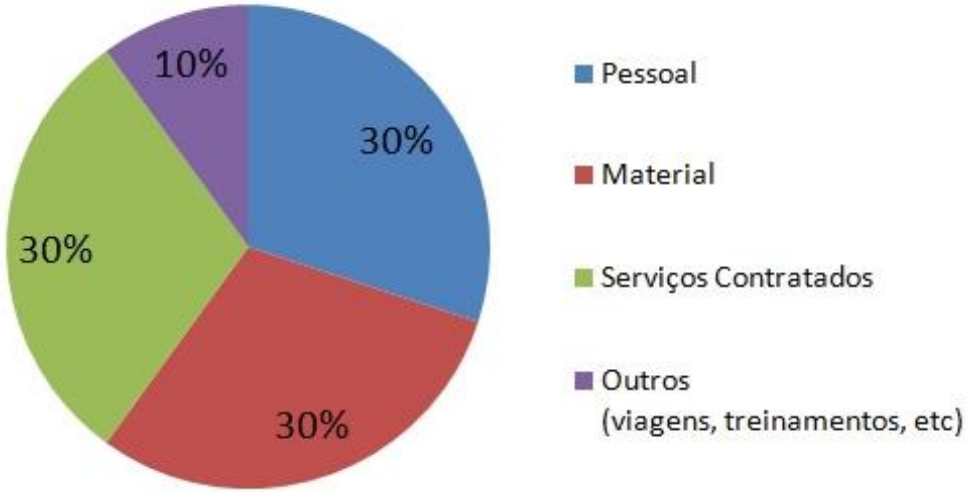
Os gráficos abaixo, meramente ilustrativos, demonstram a distribuição e composição de gastos na área de manutenção que algumas empresas implementam [11]:

Gráfico 1: Distribuição dos Serviços da Manutenção



Fonte: [11]

Gráfico 2: Composição de Gastos na Área de Manutenção



Fonte: [11]

2.7. PARCELA VARIÁVEL

Este trabalho apresenta, somente no intuito de estudo de caso, os conceitos básicos de Parcela Variável segundo resolução normativa ANEEL nº729/2016 (Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de

transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão integrantes da Rede Básica e das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais que se conectam à Rede Básica)[3].

2.7.1. CONCEITOS BÁSICOS

Parcela Variável é aquela a ser deduzida da receita de cada função da transmissora, em razão da não prestação adequada do serviço público de transmissão, que na Rede Básica corresponde a eventos como os seguintes [12]:

- I**ndisponibilidade -** estado do equipamento que não está apto para permanecer ou retornar à operação, por intervenção programada, por intervenção não programada ou por falha. Situação em que há falha intrínseca a FT que impeça sua integração ao SIN por seus próprios equipamentos, cuja responsabilidade seja caracterizada ao próprio agente proprietário

- **Restrição Operativa Temporária (limitação da capacidade nominal) -** significa uma limitação ou redução na capacidade nominal (longa e/ou curta duração) com origem na própria função. PVRO = Receita X Restrição Operativa X Tempo

- **Liberação** - indica ao ONS, após todas as verificações necessárias, que um equipamento específico não possui problema inerente a ele que impeça sua normalização. Pode não ser possível normalizar o equipamento por motivos externos, mas este estará disponível

- **Normalização** - Ação de ligar o equipamento conforme instruções operativas vigentes e/ou orientação específica dos Centros de Operação e Instalações

2.7.2. FUNÇÃO TRANSMISSÃO

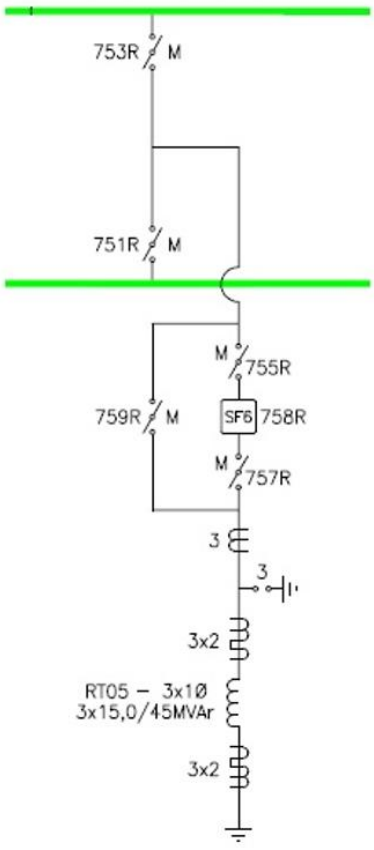
A Parcela Variável incide sobre as funções transmissão, que são constituídas por equipamentos da Rede Básica. Define-se como Função

Transmissão o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares. Neste trabalho para estudo de caso considera-se somente a Função Transmissão Controle de Reativo [12].

2.7.3. FUNÇÃO TRANSMISSÃO CONTROLE DE REATIVO

É a Função Transmissão constituída pelo equipamento principal reator em derivação e pelos equipamentos complementares: equipamentos de conexão, Transformador de Potencial e aqueles associados ao equipamento principal [12].

Figura 19: FT Controle de Reativo

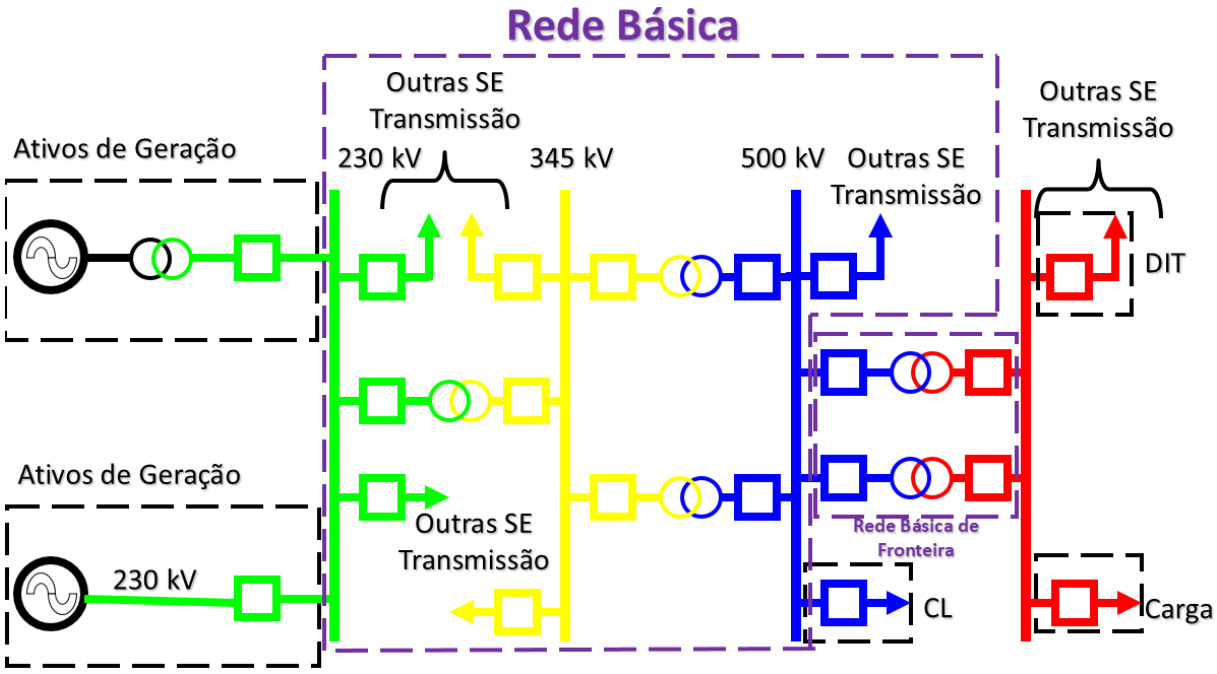


Fonte: [12]

2.7.4. REDE BÁSICA

Conjunto de equipamentos de transmissão com tensão igual ou superior a 230kV, equipamentos de controle de tensão localizados em terciários da rede Básica, exceto aqueles destinados a uso exclusivo de Agente Gerador ou Agente Consumidor [12].

Figura 20: Rede Básica



Fonte: [12]

3. TERMOGRAFIA

Este capítulo apresenta um breve histórico do avanço da termografia e seus principais conceitos físicos. Aborda temas como: técnicas de Inspeção Termográfica, qualificação do operador de Termografia, roteiro de inspeção, equipamento Termovisor e suas principais funções, resolução e critérios de um padrão de Inspeção Termográfica, métodos de avaliação de anormalidades encontradas, além de exemplos de casos reais.

3.1. INTRODUÇÃO

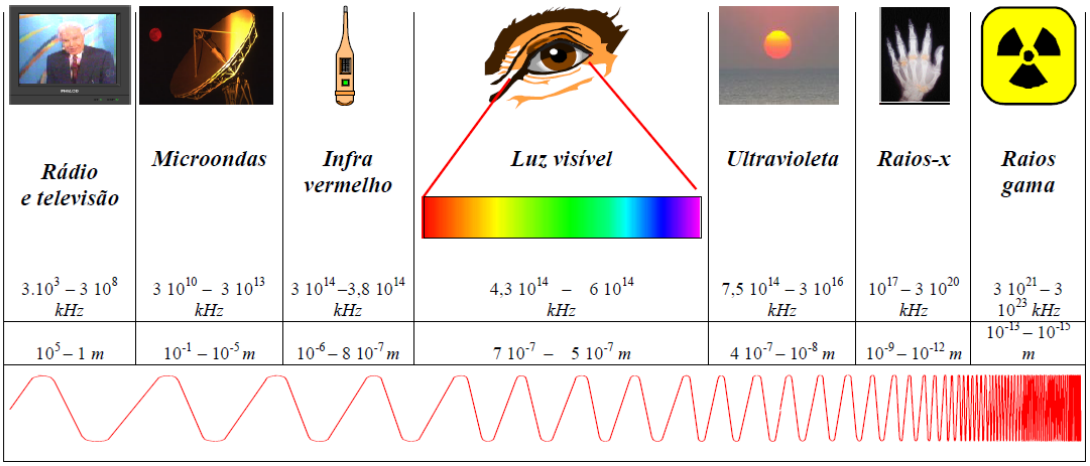
Essa tecnologia inicia-se com a descoberta da radiação infravermelha em 1800 por William Herschel. Quarenta anos mais tarde, John Herschel produziu a primeira imagem térmica registrada em papel, dando o nome de termograma [13,14]. Em 1880, Lagley apresentou o primeiro bolômetro em case e, em 1917, foi desenvolvido o primeiro foto detector, um grande passo nesse tempo para o aperfeiçoamento da tecnologia [15, 16, 17,18]. Com o advento da primeira guerra mundial, o interesse militar trouxe um grande avanço para o desenvolvimento dessa tecnologia de sistemas infravermelhos[18]. Já durante a segunda guerra mundial, novos progressos surgem como o desenvolvimento de visão noturna, mísseis guiados por calor e o primeiro Scanner de linha [13,15] [17,18]. Em 1954 uma câmera térmica levou 45 minutos para criar uma imagem [13] e em meados de 1960 foi lançada a primeira câmera de tempo real, iniciando assim a comercialização de câmeras térmicas [16, 17, 18,19]. Na década de 1970 chegou ao Brasil o primeiro Termovisor, sendo que essas câmeras térmicas empregavam detectores resfriados e nitrogênio líquido, com a temperatura do objeto inspecionado obtida através de gráficos. Desde a década de 1970 detectam-se diversos avanços de termovisores, o que foi acentuado nos anos 2000 com a evolução da tecnologia. Câmeras térmicas que em 1970 pesavam até 40 kg atualmente pesam menos de 1 kg e são bem mais portáteis, existindo até essa função em smartphones específicos. A sensibilidade térmica aumentou, as leituras de temperatura passaram a ser mostradas diretamente no monitor, e com isso as câmeras termográficas podem ser conectadas ao computador com utilização de softwares para análise de imagens térmicas, tornando a aplicação da Termografia em sistema elétrico mais eficiente, precisa e dinâmica [2].

3.2. TEORIAS ENVOLVIDAS

A Termografia é baseada em um princípio que todos os corpos emitem naturalmente radiação eletromagnética em função de sua temperatura absoluta. Essa técnica transforma a radiação infravermelha que é emitida pelos corpos, que não é possível ver a olho nu, em imagens visíveis, gerando termogramas dessas leituras de temperaturas. A radiação térmica pode ser emitida nas faixas de ultravioleta, visível, infravermelho e até na faixa de microondas do espectro eletromagnético. No entanto, as temperaturas típicas encontradas na Terra são na maior parte dentro da radiação de infravermelho. Com isso os termovisores têm suas câmeras térmicas fabricadas com detectores a essa faixa de espectro. Vale dizer que essas câmeras não medem temperatura diretamente e sim detectam radiação térmica emitida pelo objeto inspecionado por meio de um detector que gera um sinal de saída [2].

Qualquer objeto que tenha temperatura acima de zero absoluto (-273,15ºC da escala Celsius ou -459,67ºF da escala Fahrenheit ou 0K da escala Kelvin) irradia energia no espectro infravermelho, mesmo com objetos muito frios como um cubo de gelo. A radiação térmica é sempre emitida por uma superfície, mas devidos às técnicas termográficas é possível localizar até mesmo abaixo de uma superfície (PTA – Ponto de Temperatura Anormal) [20].

Figura 21: Espectro Eletromagnético



Fonte: [20]

3.2.1. CALOR

Calor é a transferência de energia de uma região para outra, resultando em uma diferença de temperaturas entre elas. Energia originada das agitações de moléculas das quais a matéria é constituída, sendo sua transferência processada da região quente para a região fria. O calor cessa no momento em que não há mais transferência de temperatura entre os corpos [20].

3.2.2. CALOR ESPECÍFICO

Calor específico é uma grandeza física que define a variação térmica de determinada substância ao receber certa quantidade de calor. Definido também como a capacidade calorífica por unidade de massa, se referindo a uma unidade de massa da qual o material é feito, sendo constante para cada substância em cada estado físico. Pode-se dizer que o calor específico caracteriza uma substância. A unidade no SI é J/ (kg.K) (joule por quilogramas por Kelvin). Outra unidade mais usual para calor específico é cal/ (g°C) (calorias por grama graus Celsius) [20].

Tabela 1: Calor Específico de Substâncias a Pressão Constante de 1 atm.

Substância	Calor Específico (cal/g.°C)
Água	1,0
Álcool	0,6
Alumínio	0,22
Ar	0,24
Carbono	0,12
Chumbo	0,031
Cobre	0,094
Ferro	0,11
Gelo	0,5
Hélio	1,25
Hidrogênio	3,4
Latão	0,092
Madeira	0,42
Mercúrio	0,033
Nitrogênio	0,25
Ouro	0,032
Oxigênio	0,22
Prata	0,056
Rochas	0,21
Vidro	0,16
Zinco	0,093

Fonte: [20]

3.2.3. TEMPERATURA

Temperatura é a propriedade que descreve os estados termodinâmicos dos objetos que estão em equilíbrio térmico um com outro. Ela mede o grau de agitação das moléculas e átomos (energia interna) de sólidos, líquidos e gases. É dito que dois objetos estão em equilíbrio térmico com um terceiro objeto, então eles estão em equilíbrio térmico um do outro [20].

3.2.4. ESCALAS DE TEMPERATURA

Por meio de um termômetro mede-se a temperatura exata de um objeto, indicando o valor e a unidade de medida da temperatura do ambiente ou objeto por uma escala comparativa. As escalas usadas hoje e de grande aplicação são: Celsius, Fahrenheit e Kelvin [20]:

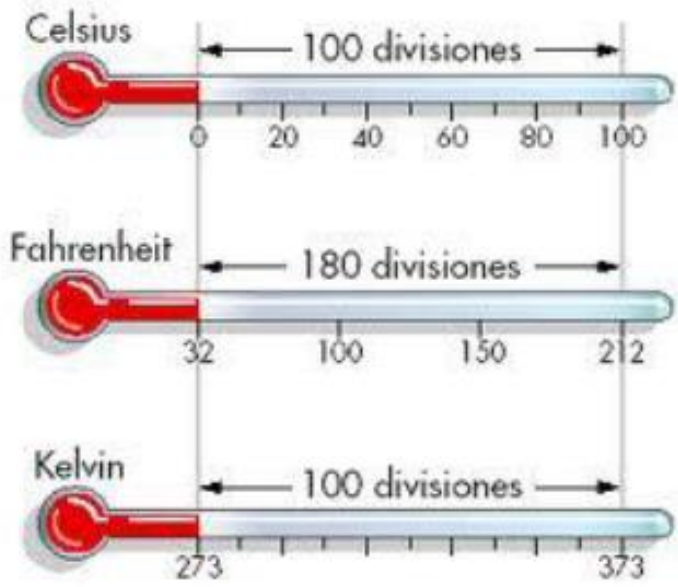
- **Celsius (Escala 0°C-100°C)** - Se um objeto está a uma temperatura maior do que do gelo em fusão e menor do que água em ebulição, o termômetro indica um valor maior do que 0°C e menor do que 100°C

- **Fahrenheit (Escala 32°F-212°F)** - O ponto de fusão da água é de 32°F e o ponto de ebulição é de 212°F. Uma diferença de 1,8°F equivale à de 1°C

- **Kelvin (Escala 273°K-373°K) -** 0K corresponde a -273°C. Em 1848 William Thomson verificou que ao manter um gás em volume constante a pressão diminuiria 1/273 do valor inicial se a temperatura caísse a 1°C. Portanto se ele diminuísse a temperatura a 273°C a partir de 0°C a pressão do gás seria zero

É importante observar que, por exemplo, 0°C, 32°F e 273K significam a mesma temperatura, apenas expressas em escalas diferentes.

Figura 22: Comparação entre as Três Escalas de Temperatura



Fonte: [20]

3.2.5. MODOS DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR

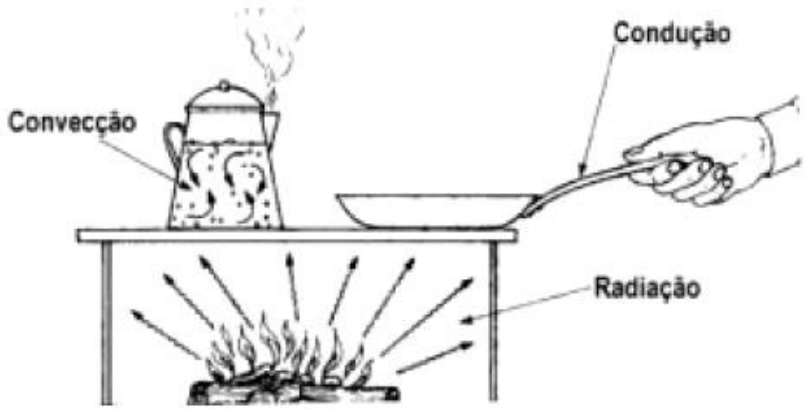
Existem três modos de transferência de calor: irradiação, convecção e condução. Todos os processos de transferência de calor ocorrem de um ou mais desses três modos [20]:

- **Irradiação** - processo pelo qual o calor é transferido de uma superfície de alta temperatura para uma outra de mais baixa temperatura, sendo essas superfícies separadas no espaço ou entre na existência de vácuo entre elas. Energia chamada de radiação térmica, sob a forma de ondas eletromagnéticas

- **Convecção** - processo pelo qual a energia é transferida das porções quentes para as porções frias de um fluido por meio da ação combinada: condução de calor, armazenamento de energia e movimento de mistura

- **Condução** - processo pelo qual a energia é transferida de uma região de alta temperatura para outra de temperatura dentro de um meio (sólido, líquido ou gasoso) ou entre meios diferentes em contato direto

Figura 23: Modos de Transferência de Calor



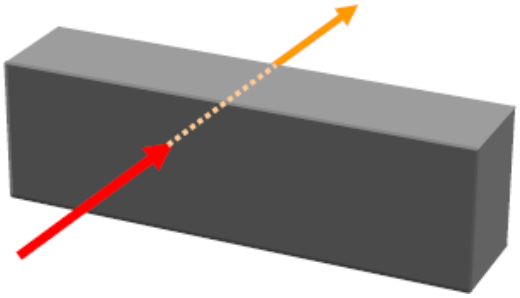
Fonte: [20]

Dentre os três modos de transferência de calor já mencionados destaca-se neste trabalho o método de transferência por radiação infravermelha, sendo fundamental para a medição de temperatura por meio de Termografia Infravermelha na detecção de radiação proveniente do objeto sob inspeção. Os Termovisores são fabricados com detectores que respondem a esse método de transferência de calor.

3.2.6. CORPO NEGRO

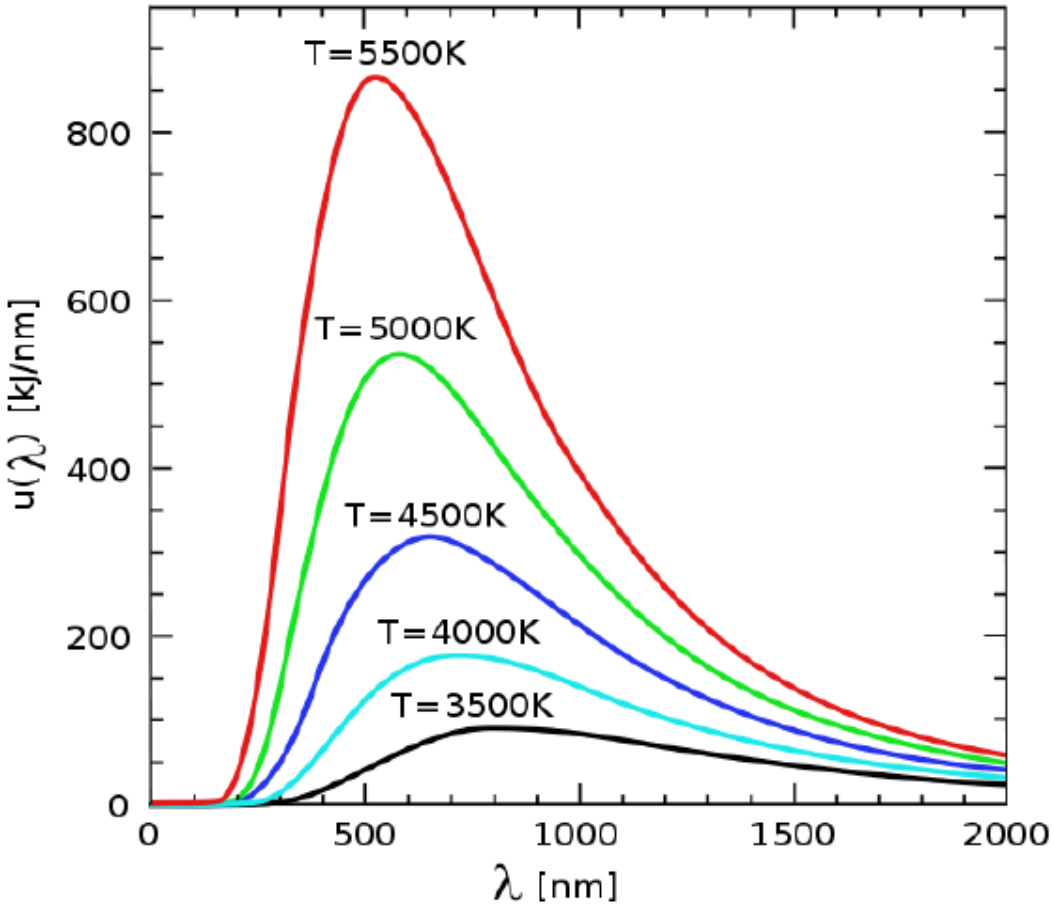
Conceito de corpo negro na física é um objeto que absorve toda a energia radiante que incide sobre ele, ou seja, um emissor e absorvedor perfeito de radiação em todos os comprimentos de onda (sua emissividade é 1.0). No mundo real não existem emissores perfeitos de energia e todas as superfícies tendem a irradiar um pouco menos de energia que um corpo negro. Este material produz radiação eletromagnética assim como a luz e sendo aquecido torna-se uma fonte ideal de radiação térmica. A temperatura do material está diretamente associada aos comprimentos de onda que emitem. Em temperatura ambiente corpo negro emite infravermelho, mas à medida que a temperatura aumenta corpos negros começam a emitir radiação em comprimentos de ondas visíveis: começa no vermelho, muda para amarelo, muda para branco e finalmente fica na cor azul, à medida que a temperatura aumenta gradativamente [20].

Figura 24: Corpo Negro



Fonte: [20]

Gráfico 3: Curvas de Radiação Emitidas por um Corpo Negro a Diferentes Temperaturas



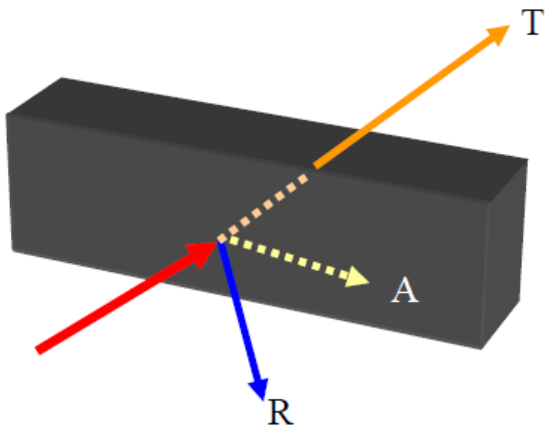
Fonte: [20]

3.2.7. EMISSIVIDADE

Parâmetro adimensional onde a quantidade de energia emitida por um corpo real tem a relação estabelecida com a que será emitida por um corpo negro na mesma temperatura e comprimento de onda [20]. Metais como cobre, alumínio e aço são muito utilizados em equipamentos de uma subestação de alta tensão

devido a suas características de condutividade, porém esses materiais geralmente possuem uma superfície de baixa emissividade, o que dificulta a inspeção na Termografia infravermelha. Resumindo, a emissividade define a capacidade de um corpo transmitir mais ou menos radiação infravermelha: quanto menor a emissividade, menor a capacidade de emitir infravermelho [20]. (A) absorvida + (R) Refletida + (T) Transmitida =1

Figura 25: Corpo Real

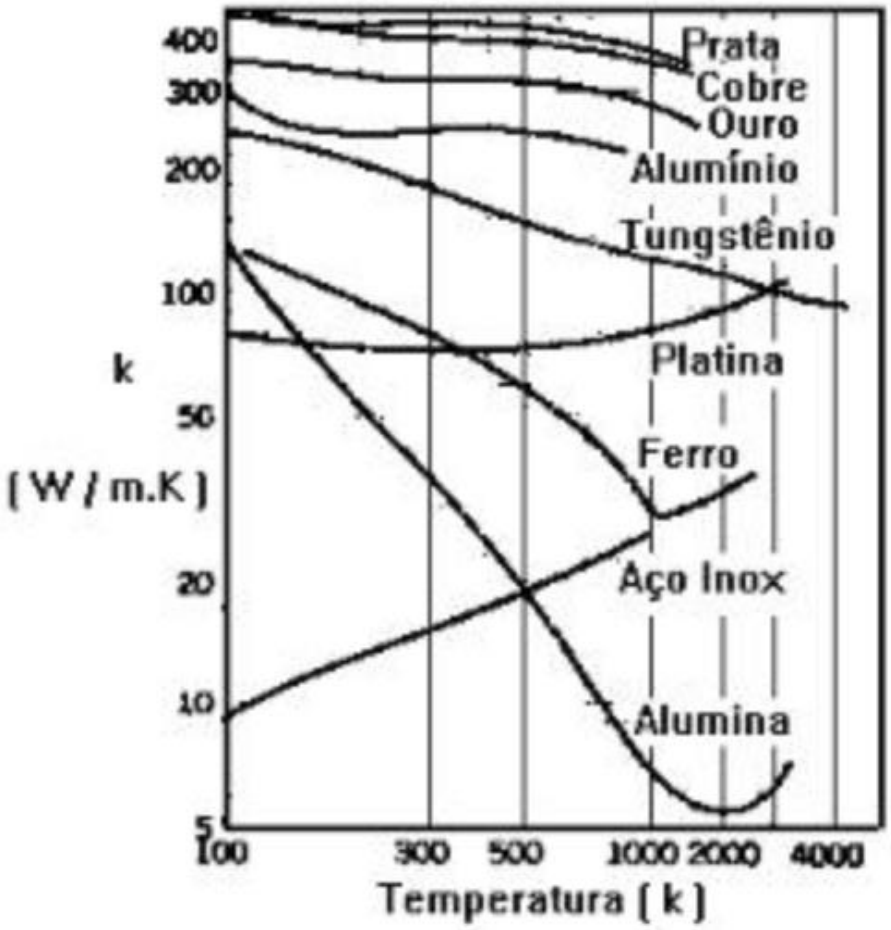


Fonte: [20]

3.2.8. CONDUTIVIDADE TÉRMICA

O fator de proporcionalidade k (condutividade térmica) que surge da equação de Fourier é uma propriedade de cada material e vem demonstrar a maior ou menor facilidade que o material apresenta à condução de calor. Os valores numéricos de k variam em extensa faixa, dependendo da composição química, estado físico e temperatura dos materiais. Quando o valor de k é elevado, ele é um condutor térmico e, caso contrário, isolante térmico. Em relação à temperatura em alguns materiais como o alumínio e o cobre, k varia muito pouco com a temperatura, porém em outros, como alguns aços, k varia consideravelmente com a temperatura. Nesses casos é comum adotar como solução de engenharia um valor médio de k em um intervalo de temperatura. O gráfico a seguir demonstra a variação da condutividade térmica de alguns materiais em relação à temperatura[21].

Gráfico 4: Variação da Condutividade Térmica x Temperatura



Fonte: [21]

3.3. TERMOGRAFIA INFRAVERMELHA

A Termografia Infravermelha é uma excelente ferramenta de manutenção preditiva e preventiva. Essa técnica permite localizar anormalidade em sistemas elétricos, minimizando as falhas de equipamentos elétricos e indisponibilidade ao sistema elétrico. E detecta falhas não perceptíveis ao olho humano. Sua aplicação correta torna a inspeção rápida, confiável e segura devido a ser realizada sem contato e ainda com a vantagem de ser um método de inspeção não destrutivo. Costuma ser aplicada em outros setores, tais como: Militar, Medicina, Astronomia, Aeroespacial, Sistemas Mecânicos, Engenharia Civil e Estruturas, Petroquímica e Siderurgia, Turbinas a gás e geradores Hidroelétricos, Equipamentos Eletrônicos, Transporte e Automotivas, Biologia e Veterinária, Meio Ambiente, Agricultura e Geologia. Este trabalho limita-se à aplicação em Subestação de Energia Elétrica de Alta Tensão. Devido às características já

destacadas torna-se uma técnica bastante empregada no setor elétrico [2]. Entre os benefícios da Termografia destacam-se[20]:

- Avaliação de prioridades para ações corretivas
- Controle de equipamentos defeituosos enquanto ainda estão sob garantia de fábrica
- Detecção de anormalidades críticas evitando dano ao equipamento
- Redução significante de falhas não programadas
- Aumento da vida útil do equipamento
- Respeito aos requisitos da companhia de seguros
- Economia de ações preventivas e tempo de detecção de falhas
- Redução de número de homens-hora em paradas de manutenção, pois são localizadas com precisão somente as áreas de atuação, customizando o material e logística exato para o reparo no momento da intervenção
- Ferramenta muito utilizada no setor elétrico por se tratar de medição a distância segura do objeto com potencial elétrico

3.4. PRINCIPAIS DEFINIÇÕES OBSERVADAS NA INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA

3.4.1. CORRENTE DE CARGA

Os equipamentos energizados têm um fluxo de corrente elétrica que passa através deles denominado como carga. Para uma boa inspeção termográfica é recomendável que o equipamento esteja em plena carga, ou seja, à máxima corrente do limite operacional. Por isso recomenda-se que a inspeção seja realizada em período de carga pesada (17h às 22h). Durante a operação do equipamento a carga pode sofrer frequentes variações, o que pode influenciar o resultado da inspeção termográfica, sendo esse um fator relevante, pois certas falhas e defeitos graves em casos de corrente elétrica muito baixa podem não ser percebidas e ser subestimadas. Como nem sempre é possível esse cenário, algumas empresas implementam inspeções termográficas pelo menos com uma carga acima de 40% do seu limite máximo operacional [20]. Vale lembrar que o calor gerado em uma conexão defeituosa depende do fluxo de corrente elétrica

que passa por esse componente. Exemplo 1 com carga 70% da nominal (45,0°C), exemplo 2 com carga 45% da nominal (32,7°C).

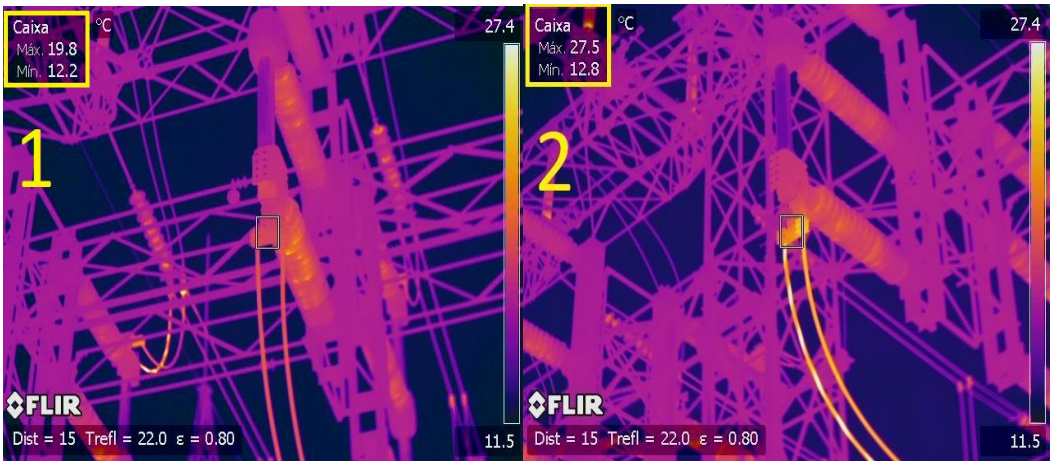
Figura 26: Influência da Variação de Carga em uma Inspeção

Fonte: AUTOR, 2019.

3.4.2. O VENTO

Em subestações de alta tensão tipo desabrigadas o vento pode influenciar nas leituras e eficiência da inspeção termográfica. Ventos com velocidade relativamente baixa podem influenciar na temperatura do objeto a ser inspecionado e por isso é recomendável inspeção sem ventos. Porém na maioria das vezes isso não é possível, o que requer atenção redobrada, levando em conta pequenas alterações de temperatura. Algumas empresas implementam que inspeções termográficas não podem ser realizadas com ventos de velocidade acima de 20 km/h[20]. Exemplo 1 com velocidade do vento 22 km/h (19,8°C), exemplo 2 com velocidade do vento 0 km/h (27,5°C), sobre uma mesma carga.

Figura 27: Influência do Vento em uma Inspeção



Fonte: AUTOR, 2019.

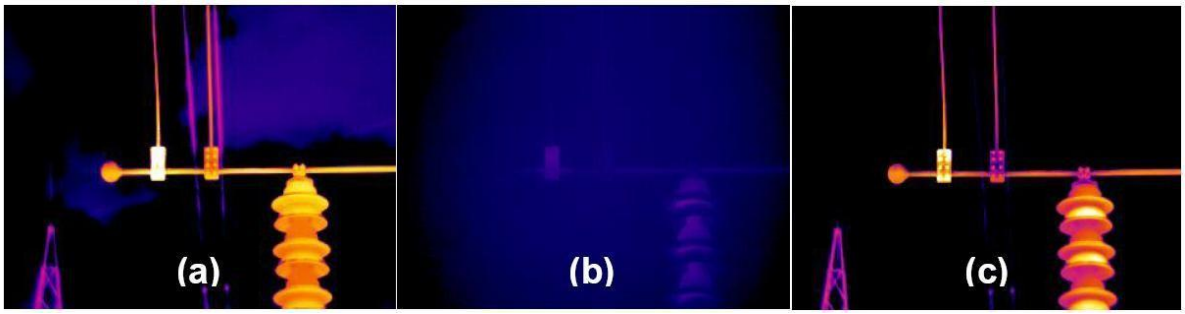
3.4.3. EMISSIVIDADE

Normalmente os termovisores possuem um ajuste de emissividade de 0.1 a 1. Esse ajuste pode alterar consideravelmente a leitura de inspeção de um termovisor. A baixa emissividade dos materiais pode também em certos casos gerar reflexos e provocar erros na leitura do termovisor. A faixa de emissividade de valores varia entre 0 (zero) para um refletor perfeito e 1.0 (um) para um corpo negro. Algumas empresas ajustam a padronização da emissividade do equipamento em 0.8, apesar deste valor variar com o material e condição da superfície para padronização de inspeções [20].

3.4.4. RESFRIAMENTO

Ambientes com alta umidade em razão de precipitação atmosférica de água que tem alta condutividade e capacidade de resfriamento (dissipação de calor) por evaporação, realizando o processo de arrefecimento. Esse processo resulta em uma grande redução de temperatura do objeto inspecionado e seus componentes. A imagem b a seguir mostra o efeito de uma forte chuva sobre uma inspeção termográfica em uma conexão defeituosa e outra normal. Recomenda-se não realizar em momento algum, por medidas de segurança, inspeção termográfica em áreas energizadas sobre qualquer tipo de chuva e após esta esperar a estabilização térmica do equipamento a ser inspecionado por no mínimo uma hora. Evitar inspeção com umidade relativa do ar acima de 90% e condensação [20].

Figura 28: Efeito da Chuva na Temperatura de Conexão



Fonte: [20]

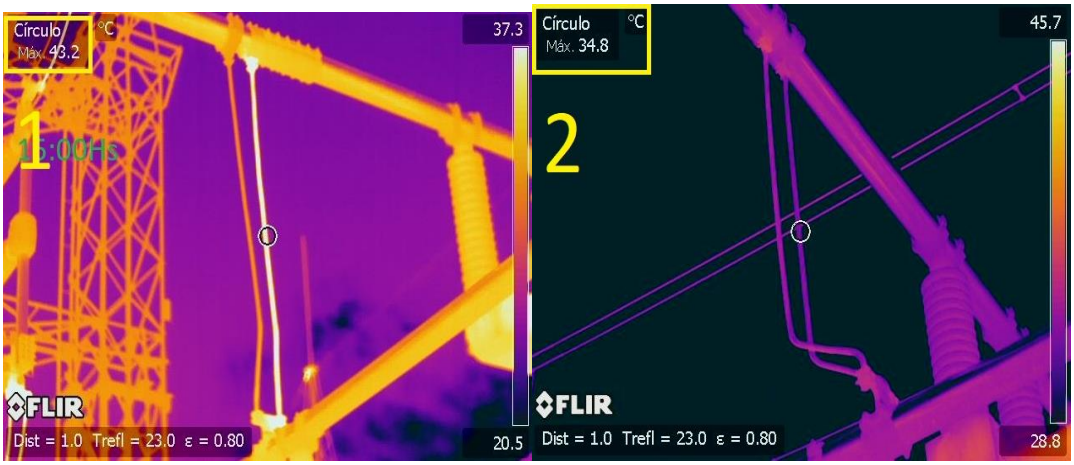
3.4.5. RADIAÇÃO SOLAR

As subestações de alta tensão desabrigadas ficam expostas a radiação solar e seus equipamentos sofrem relevante influência de temperatura por este tipo de radiação, podendo influenciar de duas maneiras a inspeção termográfica: carregamento solar e reflexo solar [20].

3.4.5.1. CARREGAMENTO SOLAR

A radiação solar pode elevar a temperatura dos componentes defeituosos que já se encontram com relevantes temperaturas anormais, acelerando assim rapidamente o processo de falha desses componentes. O carregamento solar dificulta a distinção entre um componente defeituoso e um normal. Isto é bastante considerável quando o componente defeituoso apresenta uma pequena diferença de temperatura em relação ao componente normal. Algumas empresas implementam que inspeções termográficas sejam realizadas em horários livres de radiação solar e de preferência em período noturno[20]. Exemplo 1: Inspeção Termográfica às 15h (43,2°C). Exemplo 2: Inspeção Termográfica às 21h (34,8°C).

Figura 29: Influência da Radiação Solar em uma Inspeção



Fonte: AUTOR, 2019

3.4.5.2. REFLEXO SOLAR

Os metais utilizados em subestações são de baixas emissividades, tanto para a radiação solar quanto para a radiação infravermelha, ainda mais se o componente for novo ou polido. O termovisor capta qualquer radiação através da lente, tanto a radiação emitida pelo objeto a ser inspecionado quanto as provenientes de outras fontes e que tenham sido refletidas pelo alvo. Algumas empresas programam que inspeções termográficas não sejam realizadas em períodos diurnos para não haver influências de reflexo solar [20].

Figura 30: Influência do Reflexo Solar

Fonte: [20]

3.4.6. DISTÂNCIA

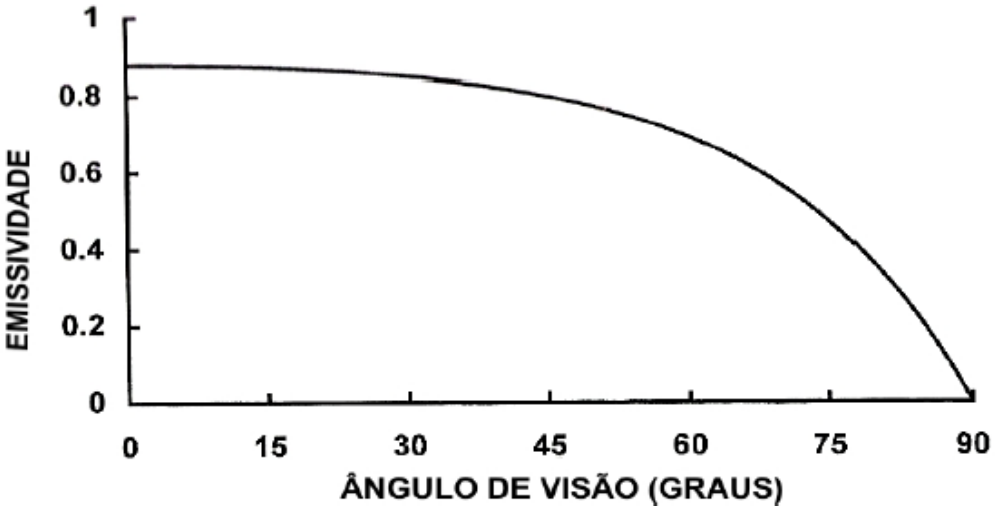
A distância de um objeto é um parâmetro importante em medições de temperatura de um termovisor. Uma das grandes vantagens da Inspeção Termográfica devidamente enfatizada neste trabalho é a possibilidade de se realizar inspeção com equipamentos energizados a uma distância, respeitando os cumprimentos das normas de segurança comum e da área a ser inspecionada. A utilização correta de EPI também é um dos fatores de segurança ao operador de termografia.

Antes de iniciar a rota de inspeção o operador de Termografia deve fazer uma varredura preliminar em toda a área a ser inspecionada, pois isso facilita detectar altas temperaturas em componentes em distâncias relativamente grandes em um amplo campo de visão. Vale lembrar que o termovisor deve adaptar a lente telescópica adequada às distâncias dos pontos a serem inspecionados na área. O fato de ver o objeto com o termovisor nem sempre significa que a temperatura do componente vai ser medida com exatidão [20].

3.4.7. ÂNGULOS DE INCIDÊNCIA

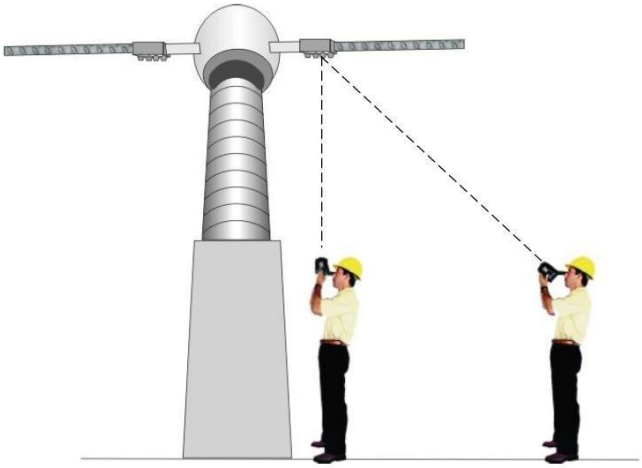
Em Subestações de Alta Tensão as maiorias dos componentes inspecionados estão em uma altura superior à do Operador de Termografia e com isso a leitura de temperatura é realizada em ângulo diferente da linha normal. É importante saber que a emissividade de uma superfície diminui quando o ângulo de visão aumenta. Com isso é possível medidas de temperatura exatas com ângulos abaixo de 30°, entre 30° e 60° há um pequeno erro e acima de 60° o erro se torna muito grande. Para reduzir esses erros de ângulo de visão deve-se manter o objeto próximo à perpendicular da superfície a ser medida [20, 22].

Gráfico 5: Emissividade em Função do Ângulo de Visão



Fonte: [22]

Figura 31: Ângulos de Incidência Durante a Inspeção



Fonte: [20]

3.4.8. OUTRAS DEFINIÇÕES

3.4.8.1. CORRENTE MÁXIMA REGISTRADA

Corrente máxima registrada nos 30 dias anteriores à inspeção, eliminando situações atípicas do sistema (distúrbios e sobrecargas) [23].

3.4.8.2. PONTO DE TEMPERATURA ANORMAL (PTA)

Componente, conexão ou condutor que apresenta um aumento ou uma redução anormal de temperatura [23].

3.4.8.3. PONTO ADJACENTE

Componente, conexão ou condutor preferencialmente em outra fase do mesmo circuito que apresenta temperatura normal, porém sendo do mesmo material e mesmas condições de operação e carga do ponto a ser avaliado [23].

3.4.8.4. DELTA T (DIFERENÇA DE TEMPERATURA)

Módulo da diferença entre a leitura de temperatura do ponto de temperatura anormal (PTA) e a leitura do ponto de temperatura adjacente [23]:

$\Delta Tref = | Tpta – Tpa |$

$\Delta Tref$ = Diferença entre temperatura do PTA e a temperatura do ponto adjacente
Tpta = leitura de temperatura do ponto de temperatura anormal
Tpa = leitura de temperatura do ponto adjacente

3.4.8.5. PONTO DE ORIGEM INTERNA

Ponto sob inspeção no qual não se mede a temperatura diretamente, pois a mesma encontra-se no interior do equipamento, como, por exemplo, conexões de TC, pavio de bucha de transformadores, conector prensado, entre outros [23].

3.4.8.6. PONTO DE VISADA DIRETA

Ponto sob inspeção no qual se mede a temperatura diretamente, não havendo obstáculo entre o ponto e o termovisor [23].

3.4.8.7. TERMOGRAMA

Imagem obtida pelo termovisor a partir da radiação térmica pelos corpos. Essa imagem gerada tem informação de temperatura do ponto a ser medido, faixa

de temperatura de varredura, distância do objeto, temperatura refletida e emissividade [23].

3.5. OPERADOR DE TERMOGRAFIA

Profissional capacitado para a realização de Inspeção Termográfica, que deve possuir conhecimento de normas básicas e específicas (quando solicitado) de segurança do trabalho, assim como das normas específicas de cada empresa e tipo de instalação a ser inspecionada. Existem três níveis de profissionais habilitados para Operador de Termografia (nível 1, nível 2 e nível 3). Algumas empresas exigem que o profissional tenha certificação em Termografia. No Brasil uma das entidades nacionais responsável por emitir este certificado é a ABENDI (Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção). A ANEEL exige como meio de fiscalização que basta que todo Operador de Termografia seja treinado para atuar na inspeção da área energizada.

Esses operadores executam inspeções conforme rotas de inspeção que já são pré-definidas pela campanha termográfica. São responsáveis também por analisar os termogramas obtidos e verificar pelas normas vigentes seu estágio de criticidade, tomando as providências de informar a operação e/ou o responsável da instalação, sempre observando as especificações dos manuais dos fabricantes referentes a todos os equipamentos utilizados durante a Inspeção Termográfica. Emitem ainda relatórios com todos os dados necessários.

3.6. ROTEIRO DE INSPEÇÃO

Para uma boa Inspeção Termográfica são necessários os seguintes equipamentos para o Operador:

- Termovisor
- Termo-higro-anemômetro (instrumento medidor de umidade relativa do ar, temperatura ambiente e vento)
- Máquina Digital (para imagem visível do PTA)
- Vestimenta NR-10 Classe 2
- EPI
- Lanterna de Potência (período noturno)
- Roteiro da Inspeção

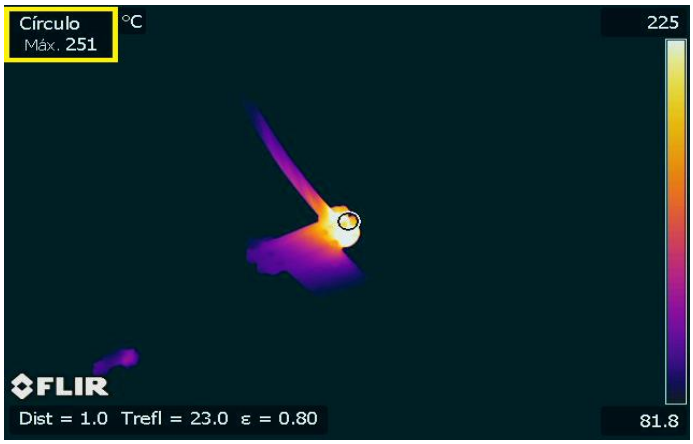
Mediante essas observações, vale ressaltar que por medida de segurança o Operador de Termografia deve estar acompanhado de um profissional capacitado conforme NR10.

O Operador de Termografia se desloca até a área a ser inspecionada e começa a ampla varredura nos equipamentos das rotas pré-definidas. Ao identificar algum PTA no equipamento aproxima-se do ponto do objeto, observando as normas de segurança e específicas da área industrial, grava a foto térmica (Termograma) e preenche um relatório com os principais dados: em tempo real (vento, temperatura ambiente, umidade relativa do ar, temperatura térmica do PTA/Ponto Adjacente, Delta T, corrente elétrica do equipamento no instante da leitura e descrição exata do ponto), identificação dos funcionários, data, número do relatório, identificação do equipamento, classe de tensão, emissividade, fabricante e modelo do Termovisor.

Todo PTA após reparo da manutenção deve ser reinspecionado a fim de saber se tal anormalidade foi sanada, além de enviar o relatório de reinspeção para constar de banco de histórico.

Pelas experiências de Inspeções Termográficas anteriores já foram verificados exemplos de PTA visível a olho nu. Exemplo disso em uma ocorrência passada: o operador avistou um ponto luminoso à distância, em período noturno e carga pesada, onde ao se aproximar verificou que se tratava de um PTA 251,0°C no conector de cabo de um Transformador de Corrente. Medidas urgentes foram tomadas, descritas neste trabalho em exemplos de casos reais, no item 3.10.

Figura 32: PTA Visível a Olho Nu



Fonte: AUTOR, 2019.

A seguir, um modelo de relatório de Inspeção Termográfica emitido após leituras e análises, enviado a operação/manutenção.

Tabela 2: Modelo de Relatório de Inspeção Termográfica

RELATÓRIO DE INSPEÇÃO EM SUBESTAÇÃO UTILIZANDO TERMOVISOR

RISUT Nº :	65	DEPARTAMENTO:	DRN.O	SUBESTAÇÃO:	STSJ.O
DATA DA INSPEÇÃO:	04/09/2018				

FUNCIONÁRIOS

NOME DO FUNCIONÁRIO :	FRANCISCO ARAÚJO COSTA	MATRÍCULA :	FC63125-1
NOME DO FUNCIONÁRIO :	MARCELO MOREIRA PINTO	MATRÍCULA :	FR17986-1

TERMOVISOR

FABRICANTE:	Flir Systems	MODELO:	P640	N.P.:	LENTE :

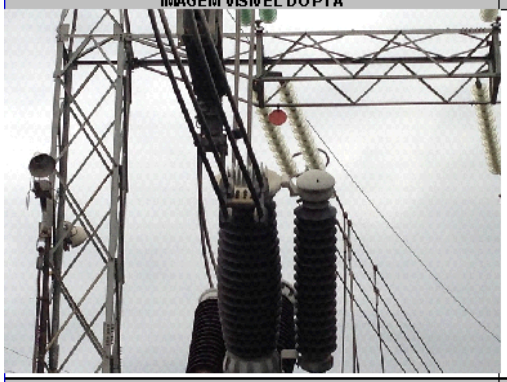
CLIMA

TEMPERATURA AMBIENTE	23	UMIDADE RELATIVA DO AR (%) :	69	VELOCIDADE DO VENTO (km/h) :	5,1

PONTO COM ANOMALIA TÉRMICA - PAT

CIRCUITO :	UGBSJ2	FAIXA DE TENSÃO:	138 kV	EQUIPAMENTO:	Conexão
Nº OPERACIONAL :	DJ6178	FABRICANTE:		MODELO:	

IDENTIFICAÇÃO DO PONTO :	Conexão na cabeça do DJ6178, Fase A.						
TEMPERATURA MÁX DO PON	43,2	TEMPERATURA DE REFERÊNCIA:	25,4	Δt:	17,8		
CORRENTE HISTÓRICA MÁX.:		CORRENTE	1430 A	EMISSIVIDADE	0,8		
REINSPEÇÃO:	SIM	NÃO	O AQUECIMENTO É DE ORIGEM INTERNA ?		SIM	NÃO	

IMAGEM VISÍVEL DO PTA	IMAGEM VISÍVEL DO DEFEITO APRESENTADO
	

TERMOGRAMA PTA	TERMOGRAMA PA

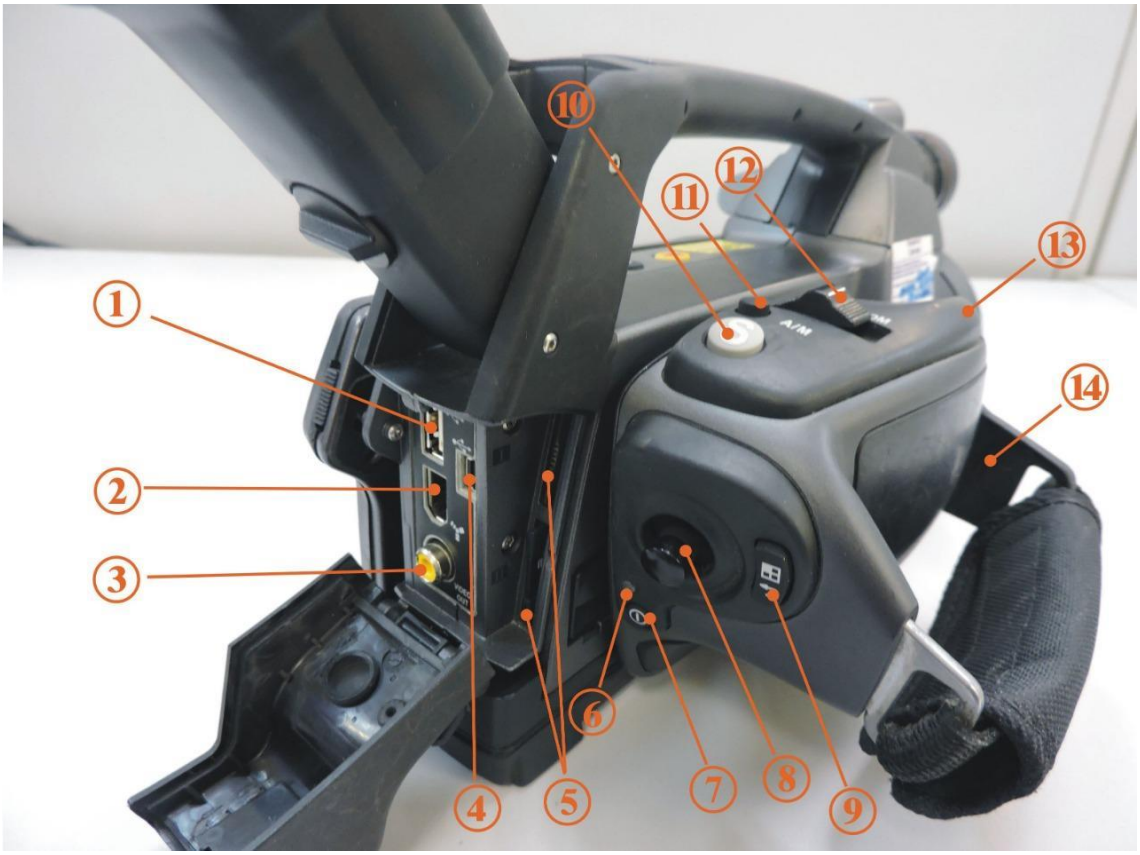
AVALIAÇÃO :	ESTÁGIO 0	ESTÁGIO 1	X	ESTÁGIO 2
RECOMENDAÇÕES:	"Moderada Probabilidade de Falha - Corrigir no prazo máximo de 30 dias e/ou monitorar o componente periodicamente até ser possível reparo e/ou executar outros testes de diagnóstico e/ou reduzir a corrente de carga do componente até ser possível a intervenção."			
OBSERVAÇÕES :				
LICENÇA DE TRABALHO Nº:		NOTA DE MANUTENÇÃO Nº		10310458
DEFEITO APRESENTADO:				

Fonte: AUTOR,2019.

3.7. EQUIPAMENTO TERMOVISOR

Existem vários tipos de câmeras termográficas (Termovisor) no mercado. Menciona-se aqui o equipamento aplicado na pesquisa deste trabalho e seus principais comandos, funções e telas [24]. Fabricante FLIR, modelo P640, ano 2011.

Figura 33: Termovisor Vista Lateral 1



Fonte: AUTOR, 2019.

1- Entrada USB
2- Entrada de fonte
3- Entrada de vídeo (OUT)
4- Entrada Micro USB
5- Entrada (2) cartão de memória
6- Indicador de LED alimentação
7- Botão Liga/Desliga
8- Joystick

9- Botão Modo

10- Botão Pré-visualizar/Guardar

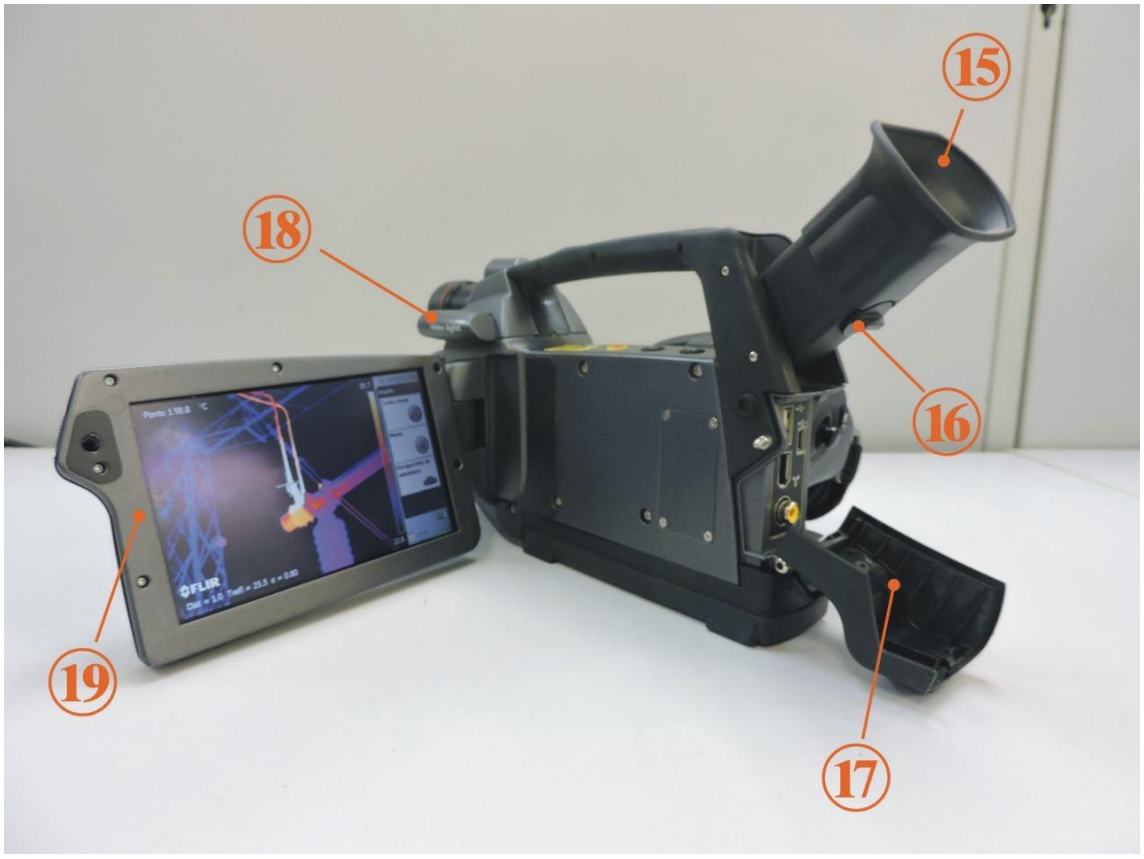
11- Botão Auto/Manual

12- Botão Focagem

13- Grelha da Câmera

14- Correia de mão

Figura 34: Termovisor Vista Lateral 2



Fonte: AUTOR, 2019.

15- Visor

16- Botão de ajustes para correção de dioptrias

17- Tampa do compartimento de entradas

18- Lâmpada para câmara digital

19- Monitor LCD

Figura 35: Termovisor Vista Lateral 3

Fonte: AUTOR, 2019.

20- Pega

21- Ponteiro Laser

22- Câmera Digital

23- Lente de Infravermelho (principal função do equipamento)

24- Anel de Focagem

25- Ligação de comunicação IrDA

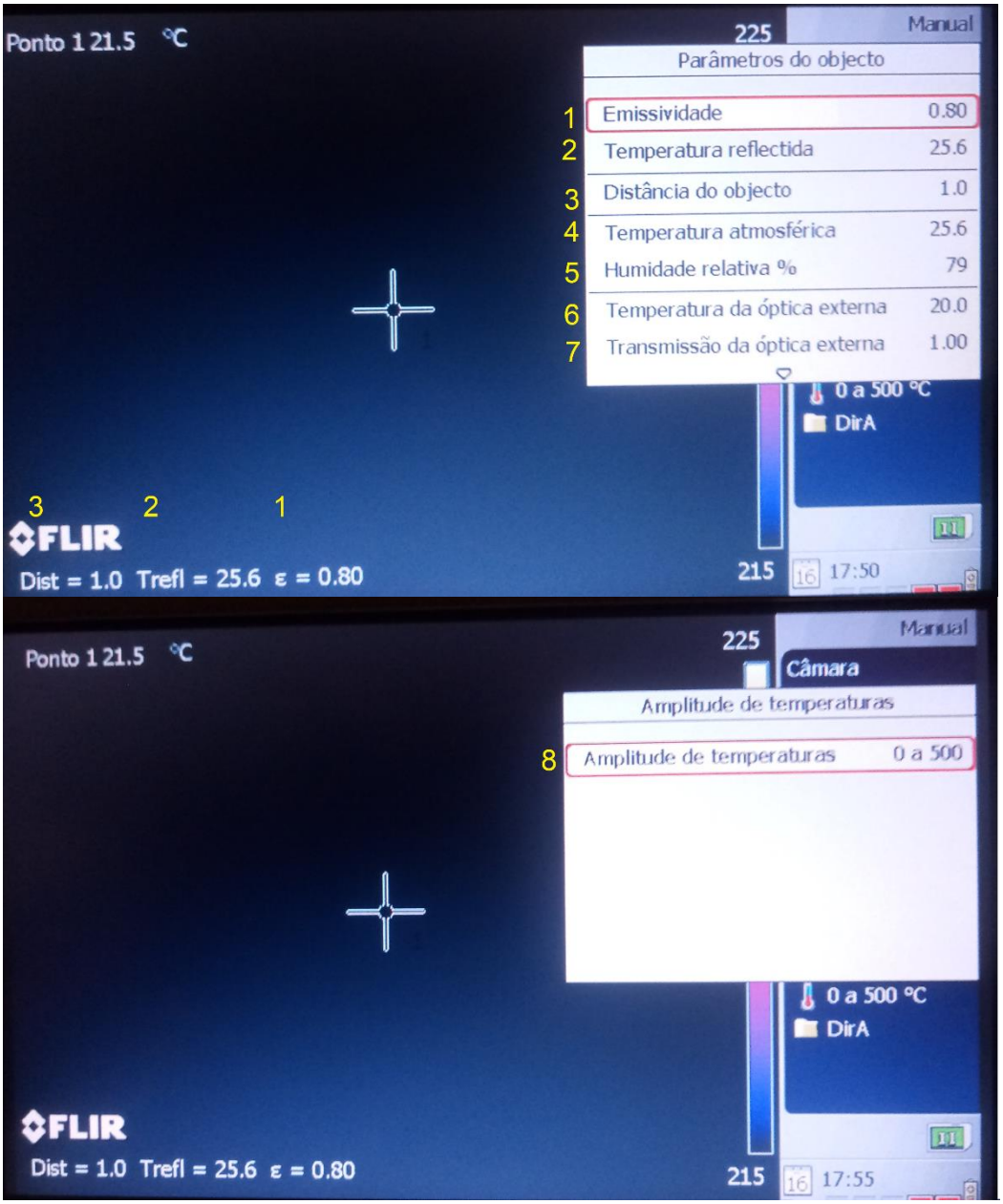
26- Botão Laser

27- Botão 1 definido pelo utilizador

28- Botão 2 definido pelo utilizador

3.7.1. PRINCIPAIS TELAS E COMANDOS DO TERMOVISOR

Figura 36: Telas Termovisor Menu



Fonte: AUTOR, 2019.

1 – Ajuste de emissividade (ajustada 0,8 na escala 1,0)

2 – Ajuste para compensar a radiação refletida no objeto

3 – Distância entre o objeto e a lente frontal do Termovisor (padronização 1,0)

4 – Temperatura da atmosfera entre a câmera e o alvo

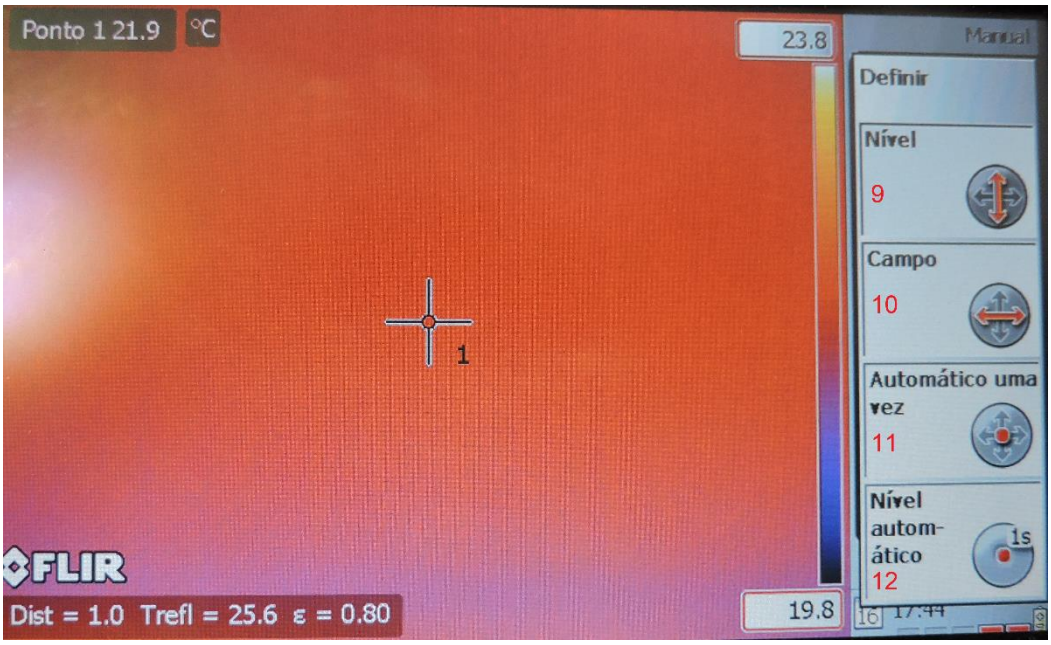
5 – Percentual de umidade relativa da atmosfera

6 – Temperatura de quaisquer lentes externa ou janelas utilizadas em frente da câmera

7 – Transmissão de quaisquer lentes externa ou janelas utilizadas em frente da câmera

8 – Alterar a faixa de temperatura do objeto a ser inspecionado

Figura 37: Tela Termovisor Ajuste de Função



Fonte: AUTOR, 2019.

9 – Ajuste nível manual da imagem

10 – Ajuste campo manual da imagem

11 – Ajuste automático da imagem

12 – Ajuste de tempo automático da imagem

3.8. RESOLUÇÃO E CRITÉRIOS DE PERIODICIDADE DE INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA

3.8.1. ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº669/2015

A resolução normativa nº669 de 14 de julho de 2015 regulamenta os requisitos mínimos de manutenção e o monitoramento da manutenção de instalações de transmissão da Rede Básica. Neste trabalho são mencionados

apenas os itens de fiscalização da ANEEL em relação à Inspeção Termográfica, objetivo desta pesquisa [25].

No anexo 2.1. ANEEL Nº669/2015 constam como atividades mínimas de Manutenção Preditiva em subestações:

a) Inspeções Termográficas nos equipamentos e em suas conexões;
b) Ensaios do Óleo Isolante dos equipamentos.

No anexo 2.2. ANEEL Nº669/2015 destaca-se que as Inspeções Termográficas em subestações devem ser realizadas, no mínimo, a cada seis meses, devendo ser avaliados todos os equipamentos de alta tensão da subestação e não apenas as conexões.

No anexo 8.3. ANEEL Nº669/2015: A partir da análise do desempenho da linha de transmissão e dos resultados das inspeções regulares de rotina deve ser avaliada a necessidade de inspeções detalhadas das estruturas, inspeções termográficas, inspeções noturnas para observação de centelhamento em isolamentos ou de inspeções específicas para identificação de defeitos (oxidação de grelhas, estado das cadeias, danificação de condutores internos a grampos de suspensão ou espaçadores, degradação dos aterramentos (contrapesos), etc.).

3.8.2. ABNT NBR 15763 ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS - TERMOGRAFIA

Na Norma Brasileira NBR 15763 de 15 de outubro de 2009 (Ensaios não destrutivos -Termografia – Critérios de definição de periodicidade de inspeção em sistemas elétricos de potência) no item 5.1, seguem as recomendações quando a termografia será executada como um dos métodos de inspeção de monitoramento de componentes em sistemas elétricos AT e BT [26]:

- A cada alteração da sazonalidade ao aumento de demanda de operação;
- Antes de paradas programadas de circuito energizado quando das manutenções preventivas e corretivas planejadas em cronograma à sua reinspeção para avaliação e aferição do sucesso dessas

intervenções corretivas preferencialmente em até 48 horas das suas execuções;

- Após a instalação de novos componentes ou acréscimo de circuitos ou cargas nos sistemas elétricos;
- Após a alteração do projeto ou melhoria da instalação;
- Após a ocorrência de curtos-circuitos ou sobrecargas em anomalias existentes sob monitoramento;
- Após a primeira energização com a carga da Instalação;
- Quando da energização inicial e também durante o primeiro funcionamento dos motores elétricos ou dos circuitos dos painéis instalados quando novos;
- Em sistemas elétricos como transformadores painéis elétricos e seus componentes, motores, linhas de transmissão, banco de baterias, bancos de capacitores, equipamentos de manobra, entre outros.

No item 5.2 da NBR 15763/2009, é relevante mencionar que o intervalo recomendado entre as inspeções termográficas é de seis meses para os sistemas elétricos citados anteriormente, não devendo, na impossibilidade de se cumprir esse período, ser superior a dezoito meses.

No item 5.3 da norma NBR 15763/2009, esta periodicidade pode ser reavaliada quando [26]:

- A cada posterior inspeção termográfica em função do histórico de anomalias térmicas graves;
- Para circuitos de importância crítica ao processo produtivo;
- Principalmente quando há risco de segurança humana;
- Para circuitos nos quais tenham sido detectadas anomalias térmicas e que estejam submetidos a significativas flutuações da carga percentual para o sistema.

No item 5.4 da NBR 15763/2009, em sistemas de potência a periodicidade da inspeção termográfica recomendada é semestral, podendo ter periodicidade maior em [26]:

- Linhas de Transmissão;
- Linha de Distribuição;
- Subestações com fator de carga inferior a 50%;
- Outros sistemas com estudos de confiabilidade ou histórico de inspeções;
- Para circuitos nos quais tenham sido detectadas anomalias térmicas e que estejam submetidos a significativas flutuações da carga percentual para o sistema.

No item 5.5 da NBR 15763/2009, as periodicidades de inspeção inferiores em itens 5.1 a 5.4 podem ser citadas por fabricante de componentes específicos. A periodicidade pode ser reduzida quando [26]:

- Tratar de equipamento e sistemas sujeitos a falhas e críticas;
- Histórico de registro e valores não conforme de temperatura ou estudos de confiabilidade;
- Houver a reincidência das falhas com frequência, cujo monitoramento termográfico possa registrar a evolução até a estabilização, a segurança e a confiabilidade do sistema;
- Constatadas descolorações ou oxidações aparentes em componentes dos circuitos elétricos;
- Ocorrer um aumento relevante do fator de carga devido ao processo produtivo;
- Houver instalações sujeitas a ambientes agressivos, como exemplo a incidência de corrosão ou afetados por abrasão mecânica;
- Houver subestações com transformadores de potência com temperatura limites de operação ou em regime de sobrecarga com vida útil reduzida.

No item 5.6 da NBR 15763/2009, as exceções para periodicidades citadas no item 5.5 ocorrem quando [26]:

- Após o mínimo de dois ciclos de inspeção termográfica, não sendo detectadas anomalias térmicas que impeçam o cumprimento das funções requeridas aos equipamentos e sistemas e/ou acarretem sua indisponibilidade no curto ou médio prazo;
- Quando não há falhas nos equipamentos e sistemas entre duas inspeções consecutivas;
- Os componentes dos circuitos a serem inspecionados por termografia integram sistemas de reserva técnica;
- São dotados de sistemas de verificação forçada em painéis e quadros elétricos.

3.9. AVALIAÇÃO DE ANORMALIDADES ENCONTRADAS

Para melhor entendimento dos casos são mencionados os protocolos de avaliação de anomalia térmica. Cada empresa tem seu critério próprio de avaliação e diagnóstico das anormalidades encontradas. Segue abaixo o critério da empresa estudada [23]:

3.9.1. PARA QUALQUER ANOMALIA TÉRMICA

A temperatura absoluta é maior que 300°C e existe derretimento evidente? [23]

- **SIM** - Comunicar aos órgãos de manutenção e operação para atuar em condição de emergência, conforme as normas de operação vigente
- **NÃO** - Prosseguir ao item 3.9.2. deste trabalho no caso de pontos com anomalias térmicas com visada direta, ou ao item 3.9.3. deste trabalho no caso de pontos com anomalias térmicas de origem interna

3.9.2. PONTOS COM ANOMALIAS TÉRMICAS COM VISADA DIRETA

Item A - Temperatura absoluta é maior que 80°C e/ou Delta T entre a anomalia térmica e uma temperatura adjacente é maior que 35°C? [23]

Item B - Caso uma destas possibilidades tenha resposta positiva, responder à seguinte questão: é possível reduzir o risco de falha por meio de inclusão de restrições operativas, manobras de circuitos ou limitação da corrente de carga no equipamento/componente até que ocorra a ação da manutenção?

- **SIM -** Após a redução da carga e estabilização da temperatura, inspecionar novamente para confirmar se a temperatura absoluta caiu para menos de 80°C e o Delta T para menos 35°C. Acionar a manutenção analisando o risco de anomalia e programar desligamento para o equipamento em prazo compatível com essa análise. Monitorar o equipamento/componente em prazo adequado para a análise realizada, com uma recomendação de um intervalo menor que 30 dias entre as medições, até que ocorra a ação da manutenção. Durante o monitoramento, se for observado aumento de temperatura acima de 80°C e o Delta T acima de 35°C ou não for possível realizar o monitoramento, deverá ser comunicado a manutenção e operação para solicitar a atuação de urgência, conforme prazos estabelecidos pelas normas de operação vigentes.
- **NÃO** - Acionar a manutenção e analisar o risco da anomalia programando o desligamento para o equipamento em prazo compatível com essa análise. Monitorar o equipamento/componente em prazo adequado para a análise realizada, com uma recomendação de um intervalo menor que 7 dias, até que ocorra a ação da manutenção. Durante o monitoramento, se for observado aumento de temperatura ou não for possível realizar o monitoramento, deverá ser comunicado a manutenção e operação para solicitar a atuação de urgência, conforme prazos estabelecidos pelas normas de operação vigentes.

Item C - Caso as possibilidades do item A tenham resposta negativa, responder à seguinte questão: O Delta T entre a anomalia térmica e uma temperatura adjacente é maior que 10°C? :

- **SIM -** Analisar com a manutenção o risco de anomalia e programar o reparo se for necessário. Monitorar o equipamento/componente em prazo adequado para a análise realizada, com uma recomendação de um intervalo menor que 30 dias entre as medições. Durante o monitoramento, se for observado aumento de temperatura acima de 80°C e o Delta T acima de 35°C, reiniciar a análise do item A

- **NÃO -** Monitorar o equipamento/componente com uma recomendação de um intervalo menor que 90 dias entre as medições. Durante o monitoramento, se for observado aumento de temperatura acima de 10°C, reiniciar a análise do item C

3.9.3. PONTOS COM ANOMALIAS TÉRMICAS DE ORIGEM INTERNA

Item A - Delta T entre a anomalia térmica e a temperatura adjacente é maior que 10°C? (Conexões dentro de dispositivos a óleo, pára-raios, TP's, TPC´s, conectores prensados, cadeias de isoladores, etc.) [23].

Item B - Caso uma destas possibilidades tenha resposta positiva, responder à seguinte questão: É possível reduzir o risco de falha por meio de inclusão de restrições operativas, manobras de circuitos ou limitação da corrente de carga no equipamento/componente até que ocorra a ação da manutenção? [20]:

- **SIM** - Após a redução da carga e estabilização da temperatura, inspecionar novamente para confirmar se o Delta T caiu para menor que 10°C. Acionar a manutenção analisando o risco de anomalia e programar desligamento para o equipamento em prazo compatível com essa análise. Monitorar o equipamento/componente em prazo adequado para a análise realizada, com uma recomendação de um intervalo menor que 30 dias entre as medições, até que ocorra a ação da manutenção. Durante o monitoramento, se for observado aumento de Delta T acima de 10°C ou não for possível realizar o monitoramento, deverá ser comunicado a manutenção e operação

para solicitar a atuação de urgência, conforme prazos estabelecidos pelas normas de operação vigentes.

- **NÃO -** Acionar a manutenção e analisar o risco da anomalia programando o desligamento para o equipamento em prazo compatível com essa análise. Monitorar o equipamento/componente em prazo adequado para a análise realizada, com uma recomendação de um intervalo menor que 7 dias, até que ocorra a ação da manutenção. Durante o monitoramento, se for observado aumento de temperatura ou não for possível realizar o monitoramento, deverá ser comunicado a manutenção e operação para solicitar a atuação de urgência, conforme prazos estabelecidos pelas normas de operação vigentes.

Item C - Caso as possibilidades do item A tenham resposta negativa, ou seja, delta T é menor que 10°C, tomar as seguintes providências:

- Monitorar o equipamento/componente com uma recomendação de um intervalo menor que 30 dias entre as medições. Durante o monitoramento, se for observado aumento de Delta T acima de 10°C ou não for possível realizar o monitoramento, reiniciar a análise do item A.

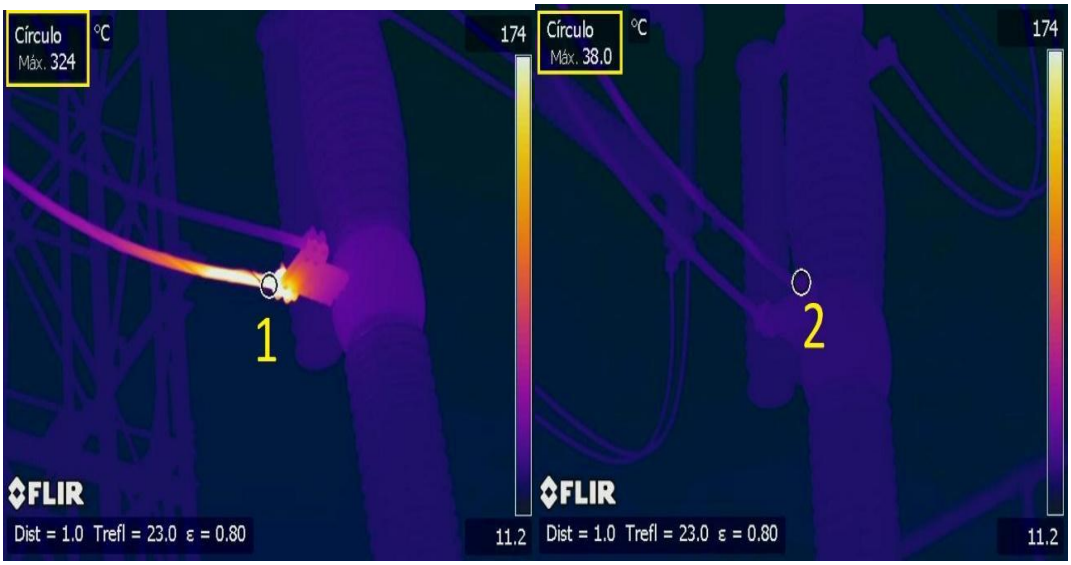
3.10. EXEMPLOS DE CASOS REAIS

Como objetivo de estudo destacam-se alguns casos reais de campanha de Inspeção Termográfica, conforme avaliação do item 3.9. deste trabalho.

3.10.1. CASO A

Conector 1 (parafusado) de polo de saída do Disjuntor DJ61X, fase C, para a Seccionadora Isoladora SC6CX apresenta PTA de 324°C. Conector 2 (parafusado) do ponto adjacente (mesmo equipamento, fase B) apresenta temperatura 38°C. Inspeção apresenta Delta T=286°C. Classe de Tensão do equipamento 138kV. Ação: verificar avaliação no item 3.9.1. deste trabalho.

Figura 38: Caso A, Termograma



Fonte: AUTOR, 2019.

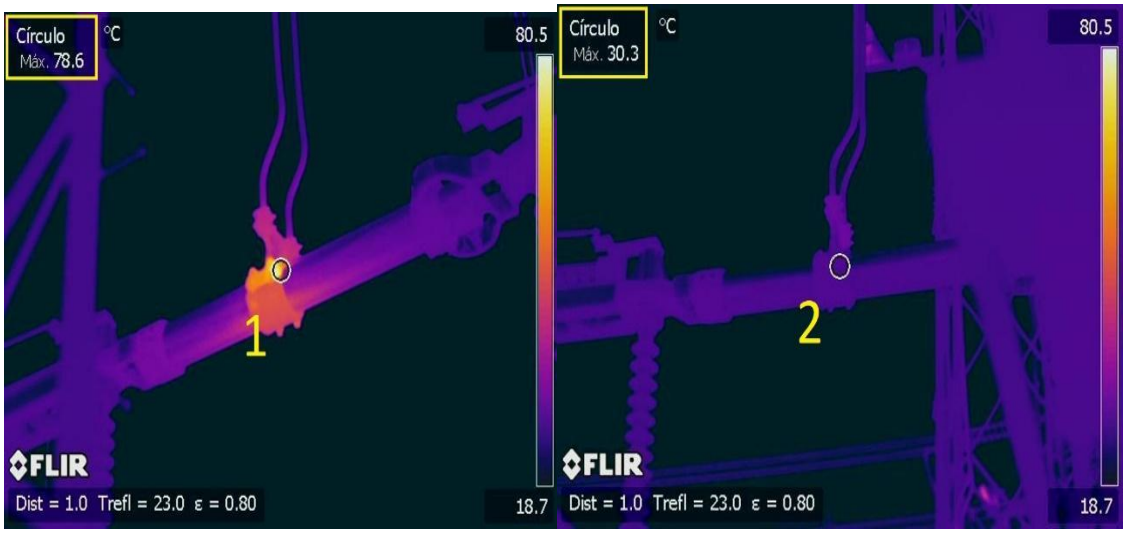
Figura 39: Caso A, PTA Imagem Visível

Fonte: AUTOR, 2019.

3.10.2. CASO B

Conector 1 (parafusado) do barramento entre as seccionadoras Seletoras de Barras SC6AX e SC6BX, fase C, apresenta PTA de 78,6 °C. Conector 2 (parafusado) do ponto adjacente (mesmo equipamento, fase A) apresenta temperatura 30,3°C. Inspeção apresenta Delta T=48,3 °C. Classe de Tensão do equipamento 138kV. Ação: verificar avaliação no item 3.9.2. deste trabalho.

Figura 40: Caso B, Termograma



Fonte: AUTOR, 2019

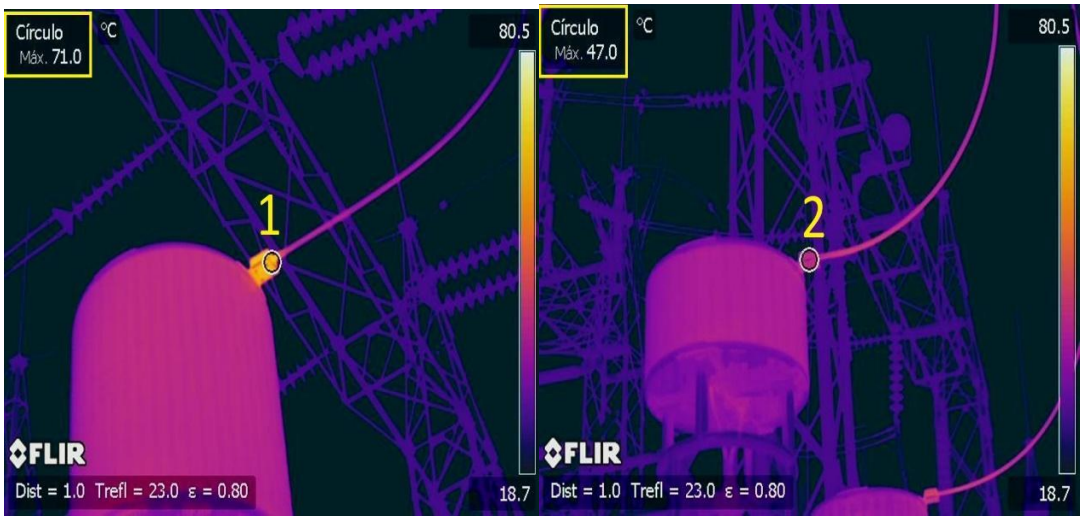
Figura 41: Caso B, PTA Imagem Visível

Fonte: AUTOR, 2019.

3.10.3. CASO C

Conector 1(parafusado) do Filtro de Ondas FO61XX para cabo superior, fase A, apresenta PTA de 71,0 °C. Conector 2 (parafusado) do ponto adjacente (mesmo equipamento, fase B) apresenta temperatura 47,0°C. Inspeção apresenta Delta T=24,0 °C. Classe de Tensão do equipamento 138kV. Ação: verificar avaliação no item 3.9.2. deste trabalho.

Figura 42: Caso C, Termograma



Fonte: AUTOR, 2019

Figura 43: Caso C, PTA Imagem Visível

Fonte: AUTOR, 2019

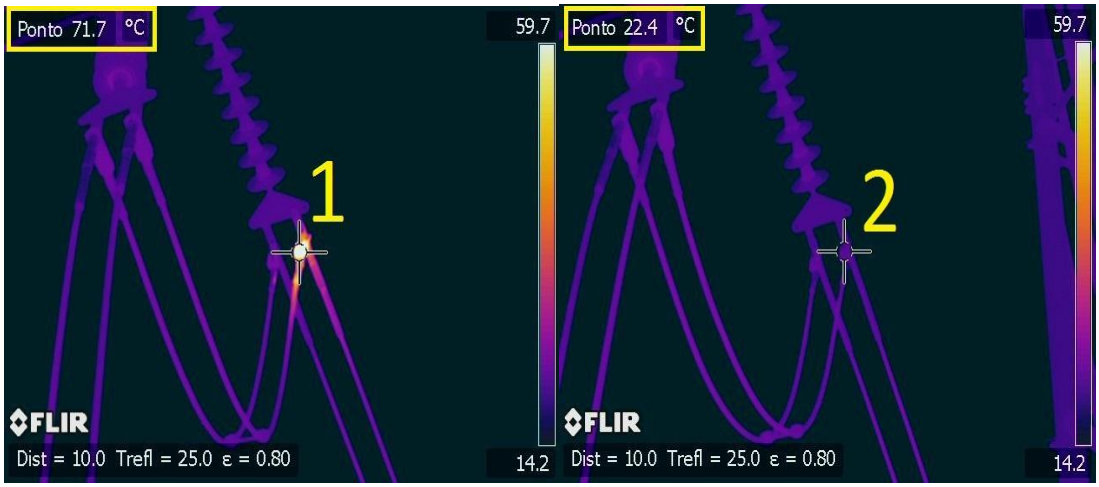
.

3.10.4. CASO D

Conector 1 (prensado) do cabo de descida para seccionadoras Seletoras de Barras SC6AAX e SC6BBX, fase B, apresenta PTA de 71,7 °C. Conector 2 (prensado) do ponto adjacente (mesmo equipamento, fase A) apresenta temperatura 22,4°C. Inspeção apresenta Delta T=49,3 °C. Classe de Tensão do equipamento 138kV. Ação: verificar avaliação no item 3.9.3. deste trabalho. Obs:

No PTA do ponto de origem interna, a temperatura real interna é maior que a temperatura medida.

Figura 44: Caso D, Termograma



Fonte: AUTOR, 2019.

Figura 45: Caso D, PTA Imagem Visível

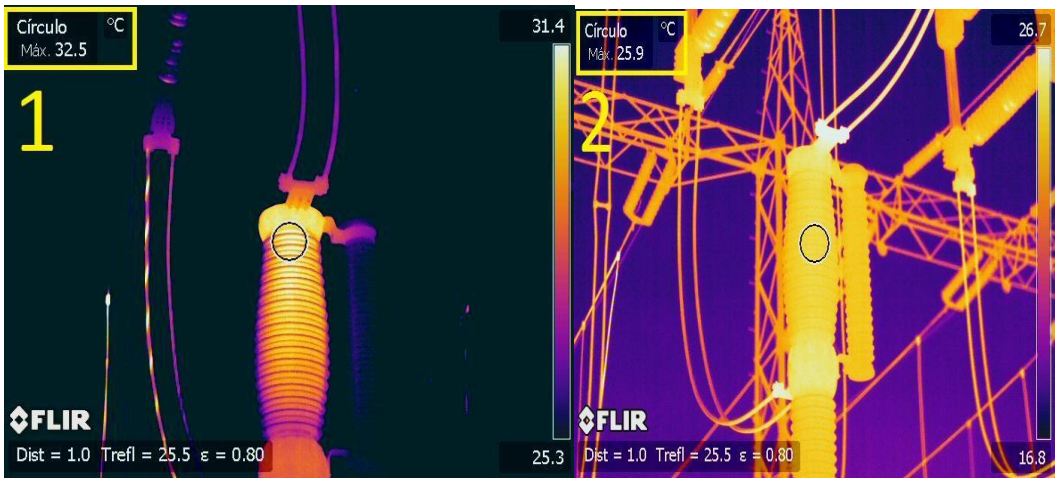
Fonte: AUTOR, 2019.

3.10.5. CASO E

Polo 1 do Disjuntor DJ62X, fase A, apresenta PTA de 32,5°C. Polo 2 (mesmo equipamento, fase B) apresenta temperatura 25,9°C. Inspeção apresenta

Delta T=6,1°C. Classe de Tensão do equipamento 138kV. Ação: verificar avaliação no item 3.9.3. deste trabalho. Obs: No PTA do ponto de origem interna, a temperatura real interna é maior que a temperatura medida.

Figura 46: Caso E, Termograma



Fonte: AUTOR, 2019

Figura 47: Caso E, PTA imagem Visível

Fonte: AUTOR, 2019.

3.11. PROPRIEDADES FÍSICAS DE MATERIAIS

Em uma Subestação de Alta Tensão seus equipamentos e componentes são compostos por diversos tipos de materiais, sendo mais empregados o cobre, o aço e o alumínio. Em elevadas temperaturas sucessivas, esses materiais podem se

danificar e fundir levando a perda irreparável do equipamento e /ou componente. A seguir são apresentadas as propriedades físicas típicas desses materiais [27].

Tabela 3: Propriedades Físicas (Alumínio, Aço e Cobre).

Propriedades Físicas	Alumínio	Aço	Cobre
Peso específico (g/cm3)	2,71	7,86	8,96
Temperatura de fusão (°C)	657	1500	1083
Módulo de elasticidade (MPa)	7000	20900	12000
Coeficiente de expansão linear (L/°C)	23x106	11,7x106	16,5x106
Condutibilidade térmica 25°C (Cal./cm °C)	0,56	0,12	0,94
Condutibilidade elétrica (IACS)%	59	14,50	100,00

Fonte: [27]

4. ESTUDO DE CASO

Este capítulo apresenta um estudo de caso simulado com informações e dados coletados de uma falha simulada em um equipamento (Reator 5) da Subestação de Adrianópolis, localizada no município de Nova Iguaçu- RJ, pertencente a empresa ELETROBRAS - FURNAS. São analisados dois cenários de indisponibilidade do equipamento com as seguintes variáveis: cálculo de parcela variável, cálculo de custo de manutenção, tipos de desligamentos sistêmicos e estudo de cenário da indisponibilidade do equipamento na área do Despacho Regional Rio de Janeiro.

4.1. INTRODUÇÃO

Para compreender esse estudo de caso torna-se necessário apresentar alguns conceitos para melhor interpretação, como definição de um Reator de Potência, tipos de desligamentos sistêmicos e RAP.

4.1.1. O REATOR DE POTÊNCIA

Reatores de Potência são equipamentos de controle de reativo no sistema de fluxo de potência, tratando-se de uma particularidade de uma instalação de Alta Tensão. Equipamento de compensação estática, para o qual é exigido um controle rápido e contínuo de potência reativa.

Em longas LT do sistema de transmissão de energia elétrica, efeitos reativo-capacitivos, decorrentes de sua grande extensão, são típicos ao sistema elétrico, causando perdas consideráveis desde a fonte geradora ao consumidor final. Os Reatores minimizam tais efeitos e controlam tensões ao longo das LT, sendo conectados em paralelo ao sistema de transmissão. São exigidos mais no período de carga pesada do sistema elétrico [8].

Quanto às características construtivas, Reatores podem ser: tipo seco ou tipo imerso a óleo.

Podem ser conectados em série ou em paralelo com a linha de transmissão, ao terciário do Transformador, associados a Banco de Capacitores, Reatores em derivação ou no Barramento.

Figura 48: Banco Trifásico de Reatores RT05 500kV (fase A)

Fonte: AUTOR, 2019.

4.1.2. TIPOS DE DESLIGAMENTOS SISTÊMICOS MPO-ONS

4.1.2.1. INTERVENÇÃO PROGRAMADA EM REGIME NORMAL (IP)

Intervenções solicitadas com antecedência maior ou igual a 48 (quarenta e oito) horas, com relação da intervenção [28].

4.1.2.2. INTERVENÇÃO PROGRAMADA EM REGIME URGÊNCIA (IPU)

Intervenções solicitadas com antecedência menor que 48 (quarenta e oito) horas e maior ou igual a 24 (vinte e quatro) horas, com relação ao horário da intervenção, desde que a natureza do serviço permita ao ONS programar as condições operativas do SIN em conformidade com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, podendo inclusive modificar o início e/ou duração da intervenção [28].

4.1.2.3. INTERVENÇÃO DE URGÊNCIA (IU)

Intervenções solicitadas com antecedência inferior a 24 (vinte e quatro) horas, com relação ao horário da intervenção, ou com antecedência entre 24 (vinte e quatro) horas e 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário da intervenção, não sendo possível ao ONS programar as condições operativas do SIN, em conformidade com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede [28].

4.1.2.4. INTERVENÇÃO DE EMERGÊNCIA (EM)

Intervenções efetuadas em equipamento ou instalação, com o objetivo de corrigir falha que tenha ocasionado seu desligamento intempestivo, automático ou manual [28].

4.1.3. RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP)

Receita Anual Permitida (RAP) é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação de serviço público aos usuários.

Para as transmissoras que foram licitadas, a RAP é obtida como resultado do próprio leilão de transmissão e é pago às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada quatro ou cinco anos, nos termos dos contratos de concessão.

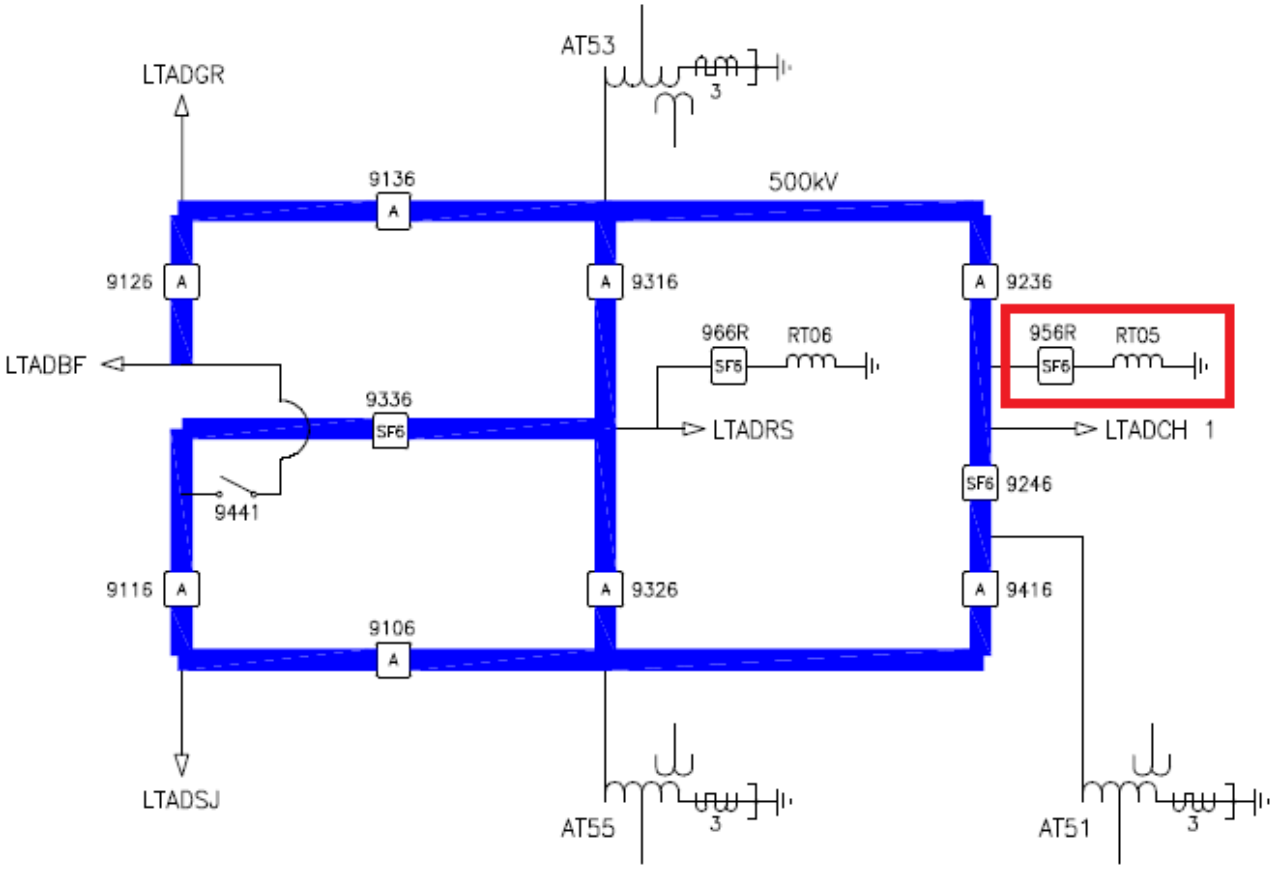
Para as transmissoras que tiveram o seu contrato de concessão renovado, a RAP foi calculada com base nos custos de Operação e Manutenção, conforme estabelece a Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

Em casos de estudos que indicam a necessidade de reforços na concessão de transmissão, a ANEEL calcula um valor adicional à RAP com intuito de remunerar as novas instalações, sempre por meio de uma Resolução Autorizativa [29].

4.2. SIMULANDO OS CENÁRIOS

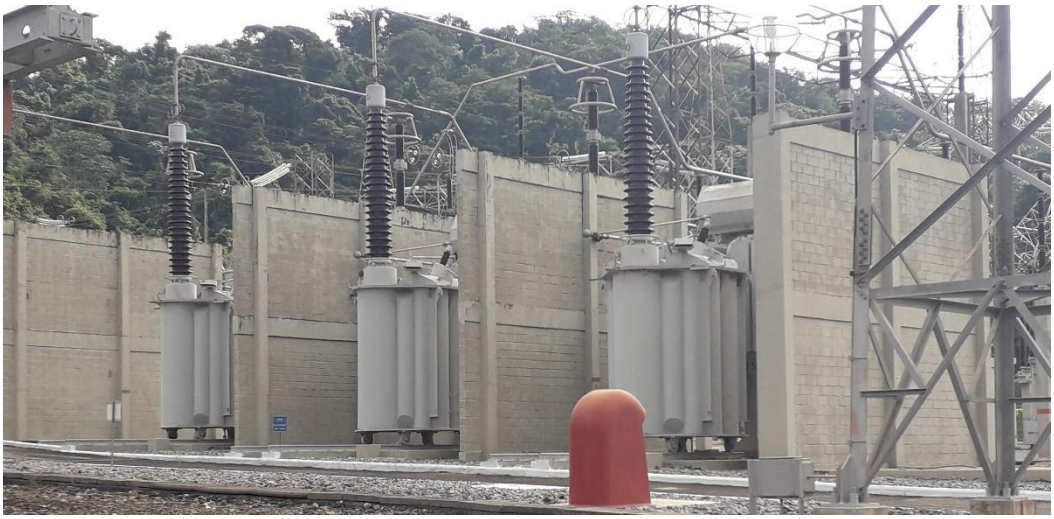
O objeto de estudo é o Banco Trifásico de Reatores RT05 de 150MVAr, tensão 500kV da Subestação de Adrianópolis - RJ. O mesmo está conectado em paralelo com o Barramento em Anel 500kV e a Linha de Transmissão Adrianópolis/Cachoeira Paulista circuito 1.

Figura 49: Anel Simplificado 500kV/ RT05



Fonte: FURNAS, 2016.

Figura 50: Banco Trifásico de Reatores RT05 500kV

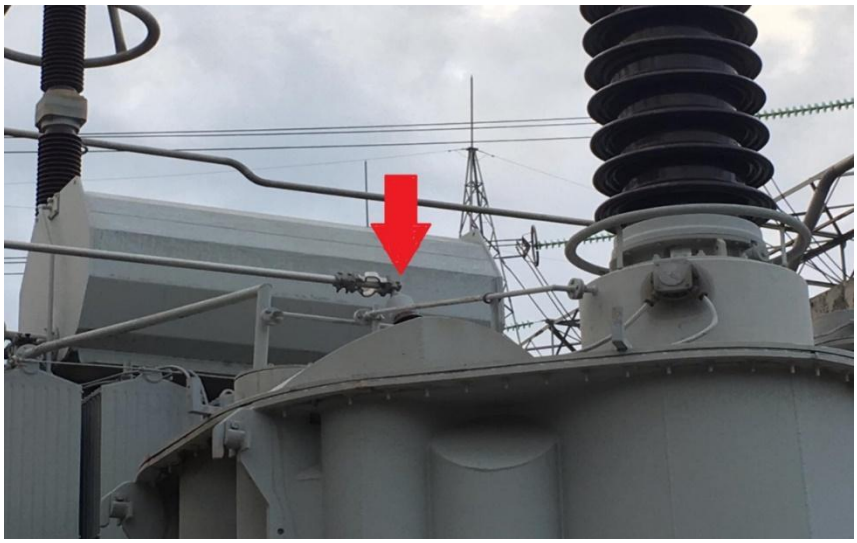


Fonte: AUTOR, 2019.

4.2.1. PRIMEIRO CENÁRIO – DESLIGAMENTO (IP)

Realizada campanha semestral (2019.1) de Inspeção Termográfica em 18/04/2019 e ao inspecionar o Banco Trifásico de Reatores RT05, foi verificado na conexão de bucha de fechamento de neutro, fase B (figura 51) com anomalia e PTA 67,9°C (figura 52). Ponto Adjacente (figura 53) conexão de Bucha de fechamento de neutro fase A, apresenta uma temperatura 24,2°C. Inspeção apresenta Delta T=47,3°C.

Figura 51: Bucha de Fechamento de Neutro - Fase B/RT05



Fonte: AUTOR, 2019

Figura 52: Bucha de Fechamento de Neutro - Fase B/RT05

Fonte: AUTOR, 2019.

Figura 53: Bucha de Fechamento de Neutro - Fase A/RT05

Fonte: AUTOR, 2019.

O Operador de Termografia, após análise de leituras e parâmetros, emitiu relatório de avaliação de anormalidades conforme item 3.9.2. deste trabalho:

- Delta T entre a anomalia térmica e uma temperatura adjacente era maior que 35°C

- Foi informado pelos agentes sistêmicos de que não foi possível reduzir o risco de falha por meio de inclusão de restrições operativas, manobras de circuitos ou limitação da corrente de carga no equipamento/componente até que ocorresse a ação da manutenção

- Foi acionada a manutenção e analisado o risco da anomalia, programando o desligamento para o equipamento em prazo compatível com essa análise. Foi informada à Manutenção e Operação que o equipamento continuaria a ser monitorado em um intervalo menor que sete dias, até que ocorresse a ação da manutenção

Realizados os trâmites de liberação para intervenção junto aos agentes sistêmicos e ONS, o mesmo foi liberado para desligamento no dia 24/04/2019 como Intervenção Programada em Regime Normal (IP), ou seja, ONS autorizou o desligamento e houve tempo hábil para análise programada da intervenção.

Após o desligamento, a equipe de manutenção (composta de 4 funcionários) atuou na manutenção corretiva e o equipamento ficou indisponível por 6 horas.

Na Autorização de Serviço (AS) com o seguinte descritivo: Sanar PTA na Bucha de fechamento de neutro, RT05, fase B, Delta T=47,3°C. Nota de manutenção NM2019258741.

Serviço executado: verificado pela manutenção que o conector estava frouxo. Foi feita a limpeza dos terminais, bem como o reaperto no conector da Bucha Reator RT05, fase B.

No dia posterior, em 25/04/2019, realizou-se Reinspeção Termográfica no mesmo PTA (Bucha neutro, fase B) e o mesmo estava com a temperatura das demais fases, 24,2°C.

4.2.2. SEGUNDO CENÁRIO – DESLIGAMENTO (EM)

Devido a restrições orçamentárias e indisponibilidade do equipamento Termovisor, não foi realizada a campanha semestral (2019.1) de Inspeção Termográfica.

No dia 23/09/2019, às 18h, o Banco de Reator RT05 desarmou por atuação do relé de bloqueio, desligando o disjuntor DJ956R. Atuou alarme na Sala de Controle e verificou-se a atuação dos relés de Bloqueio e Diferencial do Reator.

Feita inspeção visual no Banco de Reator 05, verificou-se que houve provavelmente uma avaria na bucha de fechamento de neutro, fase B (já relatado no primeiro cenário). O equipamento ficou desligado e indisponível para a Operação, a intervenção foi classificada como Intervenção de Emergência **(**Intervenções efetuadas em equipamento ou instalação, com o objetivo de corrigir falha que tenha ocasionado seu desligamento intempestivo, automático ou manual).

Acionou-se a Manutenção, que após análise verificou que a falha se encontrava no conector da bucha de fechamento de neutro, fase B, Reator RT05. Foi solicitado um desligamento mínimo de 8 horas para sanar a anormalidade.

Realizados os trâmites de liberação para intervenção junto aos agentes sistêmicos e ONS, a equipe de manutenção (composta de 4 funcionários) , uma vez autorizada, atuou na manutenção corretiva e o equipamento ficou indisponível por 8 horas.

Na autorização de serviço (AS) consta o seguinte descritivo: Reparar anomalia na bucha de fechamento de neutro, RT05, fase B.

Serviço executado: verificado pela manutenção que o conector estava avariado (trincado), provavelmente devido a sucessivas temperaturas e/ou vibrações mecânicas, podendo ter sido danificado. Substituído o conector, fez-se a limpeza nos terminais da bucha do RT05, fase B.

No dia posterior, em 24/09/2019, realizou-se Inspeção Termográfica na bucha neutro, fase B, Reator RT05 e o mesmo estava com a temperatura das demais fases.

4.3. CÁLCULO DA PARCELA VARIÁVEL E MANUTENÇÃO

Seguem os cálculos da parcela variável conforme artigo 8° valor de cálculo PVI (Parcela Variável por Indisponibilidade) na resolução normativa nº 729 da ANEEL de 28 de junho de 2016 [3]:

Tabela 4: Cálculo de PVI

Art. 8° O valor da PVI será calculado da seguinte forma:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} \left(Ko_j \cdot PAOD_j \right) \right)$$

Sendo:

D	Número de dias no mês da ocorrência;
$24.60.D$	Número de minutos no mês da ocorrência;
PB	Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;
$PADPi$	Período Associado a Desligamento Programado i, em minutos;
$PAODj$	Período Associado a Outro Desligamento j, em minutos;
K_P	Fator multiplicador para Desligamento Programado (item 1 do Anexo);
K_O	Fator multiplicador para Outros Desligamentos (item 1 do Anexo), sendo que esse fator será reduzido para K_P após o 300º minuto;
NP	Número de Desligamentos Programados da FT ocorrido ao longo do mês; e
NO	Número de Outros Desligamentos da FT ocorrido ao longo do mês.

Fonte: [3]

O desligamento de FT Reator para Intervenção Programada será classificado como Desligamento Programado, utilizando-se o fator Kp igual a 10 (dez).

O desligamento de FT Reator para Intervenção de Emergências será classificado como Outros Desligamentos, utilizando-se o fator Ko igual a 150 (cento e cinquenta) nos primeiros 300 minutos.

Outros Desligamentos: quaisquer indisponibilidades de FT não consideradas como Desligamento Programado.

A FT a ser usada é a Função Transmissão Controle de Reativo. Seguem os dados conforme tabela abaixo: FT (CR); Família de FT (REA > 345kV); Fator Ko (150); Fator Kp (10).

Considerar (estimado) a RAP para este equipamento R$1.200.000,00. Pagamento Base = RAP/12 meses = R$100.000,00 (pagamento base mensal).

Tabela 5: Padrão de Duração de Desligamentos, Padrão de Frequência de Outros Desligamentos e Fatores Ko e Kp

FT	Família de FT		Padrão de Duração de Desligamentos		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko	Fator Kp
			Programados (hora/ano)	Outros (hora/ano)			
LT	≤ 5km(*)		26	0,5	1	150	10
	>5km e ≤50Km(*)		26	1	1		
	>50km - 230kV		21	1,5	3		
	345kV		21	1,5	2		
	440kV		38	1,5	2		
	500kV		38	2	2		
	750kV		38	2,3	3		
	Cabo Isolado(*)		54	0,5	não possui	50	2,5
TR	≤345kV		21	1	1	150	10
	>345kV		27	1	1		
CR	REA	≤345kV	58	2	1	150	10
		>345kV	26	1,5	1		
	CRE	(*)	73	19,17	3	150	7,5
	CSI	(*)	333	17	3	50	2,5
	BC	(*)	46	3	3	100	5,0
	CSE	(*)	20	5,6	3	150	7,5

(*) Qualquer nível de tensão.

LEGENDA:
LT- Linha de Transmissão
TR- Transformação
CR- Controle de Reativo
REA- Reator
CRE- Compensador Estático
CSI- Compensador Síncrono
BC- Banco de Capacitor
CSE- Compensação Série
Kp- Fator multiplicador para Desligamento Programado
Ko- Fator multiplicador para Outros Desligamentos

Fonte: [3]

Seguem as tabelas referentes aos cálculos da Perda de Receita (Parcela Variável) e dos custos de manutenção do estudo de caso analisado no capítulo 4.

Tabela 6: Cálculo da Perda de Receita (Parcela Variável)

TABELA DE PARCELA VARIÁVEL										
RAP:	R$ 1.200.000,00				RAP:	R$ 1.200.000,00				
PARADA PROGRAMADA			DIA	TEMPO (min)	VALOR	PARADA DE EMERGÊNCIA			DIA	TEMPO (min)	VALOR
			30	360	R$ 8.333,33				30	480	R$ 108.666,67
PARÂMETROS:						PARÂMETROS:					
Kp	10					Ko	150				
PB	R$ 100.000,00					Kp	10				
						PB	R$ 100.000,00				
			VALOR TOTAL DA PV		R$ 8.333,33				VALOR TOTAL DA PV		R$ 108.666,67

Fonte: Autor, 2019

Tabela 7: Cálculo dos Custos de Manutenção

TABELA DO CUSTO DE MANUTENÇÃO (IP)						
DESCRIÇÃO	FUNÇÃO	QTD.	UND.	HORA TRABALHADA	VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL
PROFISSIONAL	TÉCNICO EM ELETROTÉCNICA	4	UNITÁRIO	6	R$ 40,00	R$ 960,00
PERDA DE RECEITA	PARCELA VARIÁVEL	1	HORA	6	R$ 1.388,88	R$ 8.333,28
VALOR TOTAL	R$					9.293,28

Fonte: Autor, 2019

TABELA DO CUSTO DE MANUTENÇÃO (EM)						
DESCRIÇÃO	FUNÇÃO	QTD.	UND.	HORA TRABALHADA	VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL
PROFISSIONAL	TÉCNICO EM ELETROTÉCNICA	4	UNITÁRIO	8	R$ 40,00	R$ 1.280,00
PERDA DE RECEITA	PARCELA VARIÁVEL	1	HORA	8	R$ 13.583,33	R$ 108.666,67
MATERIAL	CONECTOR PARA BARRAMENTO	1	UNITÁRIO		R$ 400,00	R$ 400,00
VALOR TOTAL	R$					110.346,67

Fonte: Autor, 2019

4.4. IMPLICAÇÕES SISTÊMICAS DEVIDO A IMPEDIMENTO URGÊNCIA/EMERGÊNCIA DO REATOR RT05

1) O desligamento do RT05, sem que seja feita a preparação do sistema pelo ONS, provoca o aumento de tensão nos setores da subestação de Adrianópolis, com reflexos em todo o tronco de 500KV, sendo necessário que ONS efetue manobras de controle de tensão no SIN. Devido à importância do equipamento, o ONS às vezes liga o RT05 quando quer reduzir a tensão na Subestação de Resende.

2) A falta deste reator influencia no valor de tensão de energização da LTADCH1, a partir da SE Cachoeira Paulista. Contudo, para energização no sentido invertido (Adrianópolis para Cachoeira Paulista) não é necessária a conexão prévia do reator-IO-PM.SE.5RJ_Rev.89[30].

3) Outro fator interessante, segundo a IO-RR. SE. MAR_Rev.39[31], é o fato do impedimento do RT05 da SE Adrianópolis impossibilitar a utilização da LTADCH1 na recomposição fluente da área Rio, devendo ser utilizada a LTADRS, com a prévia conexão do Reator RT06 SE Adrianópolis.

4) O impedimento do RT05 pode contribuir para o esgotamento dos recursos de controle de tensão, sendo necessário que o ONS desligue para controle de tensão, na carga leve ou mínima, linhas de transmissão. Ou seja, menos linhas em operação, menor confiabilidade do sistema.

O impedimento de um único reator pode ser mais complexo do que parece, pois é necessário um estudo profundo quanto ao local de instalação, potência nominal do equipamento e custos envolvidos.

5. CONCLUSÃO

O desenvolvimento dos estudos e pesquisas aplicados neste trabalho demonstra que a Termografia é uma excelente ferramenta para inspeções com distância segura em equipamentos energizados e de ampla varredura (agilidade na aquisição de leituras) da área a ser inspecionada.

Pelo fato de ser uma ferramenta de detectar defeitos em estágio inicial, sua aplicação na manutenção pode ser tanto preventiva (aumentando a vida útil do equipamento, evitando falhas e indisponibilidades de equipamentos), quanto preditiva (onde no monitoramento da inspeção do equipamento são feitas leituras de parâmetros e métricas de anomalias térmicas, acompanhando a degradação do objeto inspecionado, que às vezes podem levar a perdas irreparáveis). Em ambos os casos é enfatizada a busca de uma eficiência da gestão da manutenção e da disponibilidade de equipamentos, evitando perda de receita por parcela variável e/ou implicações sistêmicas ao sistema elétrico na área de atuação do equipamento.

Devido à importância das análises dos resultados, várias empresas do setor elétrico têm implantado essa técnica, atendendo também à fiscalização da ANEEL, referente à regulamentação dos requisitos mínimos de manutenção e monitoramento da manutenção de instalações de transmissão da Rede Básica.

O estudo de caso analisado demonstra que esta técnica é primordial para otimização de receita e disponibilidade de equipamentos em uma Subestação de Alta Tensão, mostrando que a gestão da manutenção e operação é de suma importância para o Sistema Elétrico de Potência (SEP).

No caso analisado podemos observar nas tabelas 6 e 7 a diferença entre os valores de desligamento por Intervenção Programada em Regime Normal (IP) e por Intervenção de Emergência (EM), apresentando em valores a importância da periodicidade na aplicação da campanha de Inspeção Termográfica.

O avanço da tecnologia dos equipamentos termovisores e dos equipamentos inspecionados mostra que constantemente as técnicas de Inspeções Termográficas, treinamentos, avaliações e protocolos precisam de constantes atualizações.

Ao apresentar neste estudo a aplicação da Termografia na Subestação de Alta Tensão, este trabalho deixa um amplo campo aberto para futuras pesquisas

envolvendo os estudos mencionados, contribuindo, assim, para o crescimento e conhecimento da comunidade acadêmica.

Colaborou também imensamente para o meu conhecimento sobre o tema, uma vez que me permitiu conhecer, desenvolver e aperfeiçoar competências de investigação, seleção e organização.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros. Acesso em: 30 de março de 2019.

[2] DOS SANTOS, LAERTE; BARBOSA, LUIZ C.; ARAÚJO, R. A.; SINESCALCHI, R. T.; “As Diferentes Visões sobre a Aplicação da Termografia no Sistema Elétrico de Furnas e as Ações Adotadas para Buscar a Convergência entre Elas, com a Máxima Operacionalidade, Produtividade e Confiabilidade do Sistema”; XVIII SNPTEE, 2005.

[3] BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº729, de 28 de junho de 2016. Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão integrantes da Rede Básica e das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais que se conectam à Rede Básica, conforme Resolução Normativa nº 442, de 26 de julho de 2011, e dá outras providências. Disponível em:
http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016729.pdf - Acesso em: 22 de abril de 2019.

[4] MAMEDE FILHO, JOÃO “Instalações Elétricas Industriais”.

[5] HORIKAWA, DANIEL KENDY “Estudos comparativos entre subestações ao tempo e subestações isoladas a gás”.2013. 56 folhas. Trabalho de Graduação (em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá - Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, SP, 2013.

[6] MUZY, GUSTAVO LUIZ CASTRO DE OLIVEIRA “Subestações elétricas”.
2012.120 páginas. Projeto de Graduação (em Engenharia Elétrica). Escola Politécnica - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2012.

[7] ENERGY SECTOR, SIEMENS *“Power Engineering Guide”.*

[8] MAMEDE FILHO, JOÃO “Manual de Equipamentos Elétricos”.

[9]https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130060/mod_resource/content/1/Subestacoes-texto.pdf - Acesso em: 12/04/2019.

[10]https://blog.engeman.com.br/tipos-de-manutencao/ -Acesso em:15/04/2019.

[11] https://gestaoindustrial.com/manutencao-industrial/ - Acesso em 22/05/2019.

[12] REZENDE, ROBSON REY VIANA et al. Parcela Variável, conceitos básicos. FURNAS - 2017. 38 slides.

[13] HOLST, GERALD C. *Common Sense to Approach to Thermal Imaging. JCD Publishing and SPIE Optical Engineering Press, 2000.*

[14] Thermacam P60. Manual do operador. Publicação nº 1557775 Rev. A. Flir Systems, 2003.

[15] TAVARES, S. G.; ANDRADE, R. M. Metodologia de Ensaio e Análise de Incerteza na Aplicação da Termografia. Metrologia, 2003.

[16] MALDAQUE, XAVIER. *Infrared and Thermal Testing*. Vol. 3. ASNT.

[17] VERATTI, A. B. Termografia – Princípios e Aplicações, AGA 1984.

[18] AGA *Thermovision System 680/102B. Operating Manual, Publication 556.053, AGA 1969.*

[19] OKRASA, RICHARD. *Preventive Maintenance HANDBOOK, Second Edition, December 1997. Ontario Hydro.*

[20] DOS SANTOS, LAERTE; FILHO, MARCELO DE OLIVEIRA MORAIS. Apostila do Curso Básico de Termografia de FURNAS, 2012.

[21] https://www.ebah.com.br/content/ABAAAALnsAA/lei-fourier - Acesso em 22/05/2019.

[22] DOS SANTOS, L. Termografia Infravermelha em Subestações de Alta Tensão Desabrigadas. 2006.129 folhas. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2006.

[23] DOS SANTOS, LAERTE et al. Manual técnico de campo Furnas - inspeção em subestações utilizando Termovisor. Módulo 99.17.ZZZ.00/01, 2012. Revisão 5.

[24] Termovisor P640. Guia dos primeiros passos. Publicação nº T559019, Rev.8. Flir Systems, 2011.

[25] BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº669, de 14 de julho de 2015. Regulamenta os Requisitos Mínimos de Manutenção e o monitoramento da manutenção de instalações de transmissão de Rede Básica. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/022/resultado/ren2015669.pdf - Acesso em 17/05/2019.

[26] Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 15763: Ensaios não destrutivos- Termografia- Critérios de definição de periodicidade de inspeção em sistemas elétricos de potência. Rio de Janeiro, p. 2-3. 2009.

[27] https://www.alumicopper.com.br/produtos_aluminio_6061.html - Acesso em 19/04/2019.

[28] BRASIL.ONS. Manual de Procedimentos da Operação. Submódulo 6.5. Programação de Intervenções em instalações da rede de Operação. Disponível em: http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%206%2FSubm%C3%B3dulo%206.5%2FSubm%C3%B3dulo%206.5_Rev_0.0.pdf– Acesso em 14/05/2019.

[29]http://www.aneel.gov.br/metodologiatransmissao//asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/receita-anual-permitida-rap/654800?inheritRedirect=false – Acesso em 15/05/2019.

[30] BRASIL.ONS. Manual de Procedimentos da Operação. Módulo 10-Submódulo 10.21. Preparação para Manobras na Área 500 / 345 kV Rio de Janeiro e Espírito Santo. Disponível em: http://ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%2010.21%2F3.1.%20Controle%20da%20Transmiss%C3%A3o%2F3.1.3.%20Prepara%C3%A7%C3%A3o%20para%20Manobras%2F3.1.3.2.%20Sudeste%2FIO-PM.SE.5RJ_Rev.89.pdf– Acesso em 21/05/2019.

[31] BRASIL.ONS. Manual de Procedimentos da Operação. Módulo 10-Submódulo 10.21. Recomposição da Área Marimbondo. Disponível em: http://ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%2010.21%2F3.4.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%20da%20Rede%2F3.4.2.%20Sudeste%2F3.4.2.1.%20Recomposi%C3%A7%C3%A3o%20de%20%C3%81reas%2FIO-RR.SE.MAR_Rev.39.pdf - Acesso em 21/05/2

7. ANEXO

ANEXO I – DIAGRAMA UNIFILAR DE UMA SUBESTAÇÃO TIPO AIS